
Колектив авторів

Базюк Т.М.

Блінов І.В., канд. техн. наук

Буткевич О.Ф., докт. техн. наук

Гончаренко І.С.

Денисюк С.П., докт. техн. наук

Жуйков В.Я., докт. техн. наук

Кириленко О.В., академік НАН України

Лук'яненко Л.М., канд. техн. наук

Миколаєць Д.А.

Осипенко К.С.

Павловський В.В., докт. техн. наук

Рибіна О.Б., канд. техн. наук

Стелюк А.О., канд. техн. наук

Танкевич С.Є., канд. техн. наук

Трач І.В., канд. техн. наук

ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ: ЕЛЕМЕНТИ ТА РЕЖИМИ

За загальною редакцією
академіка НАН України
О.В. Кириленка

Київ
2016

УДК 621.31
ББК 31.2

Затверджено до друку
вченою радою Інституту електродинаміки НАН України.
Протокол № 3 від 31 березня 2016 р.

Рецензенти: Сегеда М.С., докт. техн. наук, професор
Тугай Ю.І., докт. техн. наук
Ямненко Ю.С., докт. техн. наук, професор

Автори: Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С.,
Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Кириленко О.В.,
Лук'яненко Л.М., Миколаєць Д.А., Осипенко К.С.,
Павловський В.В., Рибіна О.Б., Стелюк А.О.,
Танкевич С.Є., Трач І.В.

Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред.
акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН Украї-
ни. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

ISBN 978-966-02-7913-1

У монографії основну увагу приділено створенню інтелектуальних електричних мереж (ІЕМ) на базі нової концепції Smart Grid – технології керування електричними мережами (ЕМ) з урахуванням особливостей функціонування ринків електричної енергії та використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Наведено трактування інтелектуалізації ЕМ як нового етапу розвитку концепції Smart Grid стосовно електроенергетичних систем та ЕМ зокрема. Зазначено особливості та наведено приклади розв'язання інтелектуальними системами характерних для ЕМ задач оперативного керування. Розглянуто питання застосування технологій мультиагентного керування в ЕМ, що дає змогу значно підвищити ефективність та спростити організацію процесів керування ЕМ. Показано роль активних споживачів електроенергії при реалізації концепції Smart Grid в ІЕМ як основних складових, що забезпечують підвищення ефективності, економічності, надійності та стійкості виробництва, розподілу та споживання електроенергії. Розглянуто режимні питання приєднання станцій на ВДЕ до ЕМ, які охоплюють, серед іншого, визначення гарантованої потужності вітрових електричних станцій, врахування особливостей роботи сонячних електростанцій та аналіз сезонного коливання потужностей цих станцій. Висвітлено питання оптимізації втрат у ЕМ та розглянуто задачу оптимального розміщення ВДЕ з застосуванням різних критеріїв та обмежень, що враховують особливості структури ЕМ. Наведено підхід щодо використання спрощених моделей елементів розосереджених систем, що дає змогу проводити аналіз стійкості складних систем, які містять як локальні зворотні зв'язки за потужністю окремих джерел, так і загальні зв'язки за напругою живлення.

ISBN 978-966-02-7913-1

© Інститут електродинаміки
НАН України, 2016

ПЕРЕДМОВА

Донедавна домінуючий шлях розвитку електроенергетики був пов'язаний з будівництвом нових генеруючих потужностей, розширенням мережевих структур, створенням все більш потужних енергооб'єднань та удосконаленням систем керування. На найближчу перспективу цей шлях таким і залишається. Проте можна виділити низку факторів, які призвели до необхідності перегляду стратегії розвитку енергетики. По-перше, розвиток генерації за рахунок використання традиційних технологій спричинює значне погіршення екологічної ситуації та збільшення споживання органічного палива і відповідно зменшення його запасів та зростання ціни. По-друге, виникнення ситуації, коли відбувається об'єднання традиційних енергетичних систем з потужним генераторним обладнанням та систем з розподіленою генерацією, які орієнтовані на використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Організація функціонування таких систем суттєво відрізняється. Крім того, слід відзначити недосконалість сучасних систем керування в електроенергетиці. І, зрештою, значна зношеність основного та допоміжного електроенергетичного обладнання та недостатній рівень розвитку електричних мереж. Все це призводить до підвищення рівня аварійності та зниження ефективності їх роботи.

Узагальнюючи викладене, можна виділити цілу низку факторів, які визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці:

- рівень зношення основного та допоміжного обладнання;
- зниження рівня надійності енергозабезпечення;
- високий рівень втрат при перетворенні, передаванні та розподіленні електроенергії;
- необхідність зменшення негативного впливу на навколишнє середовище;
- необхідність підвищення енергоефективності та енергозбереження;
- поява і розвиток нових технологій, пристроїв та матеріалів,

у першу чергу йдеться про комп'ютерні та інформаційні технології;

- загальна тенденція до підвищення рівня автоматизації процесів;
- зростання кількості малих генеруючих (у першу чергу відновлюваних) джерел енергії;
- підвищення вимог до набору та якості послуг;
- зміна умов функціонування електроенергетичних ринків;
- необхідність забезпечення інформаційної прозорості системи взаємодії учасників ринку електричної енергії.

Різноманітність вимог з боку всіх учасників ринку електричної енергії зводиться до групи так званих ключових:

доступність – забезпечення споживачів енергією без обмежень;

надійність – можливість протистояння негативним впливам без тотальних відключень або високих витрат на відновлювані роботи, максимально швидке відновлення (самовідновлення);

економічність – оптимізація тарифів на електричну енергію для споживачів і зниження загальносистемних витрат;

ефективність – максимально ефективне використання усіх видів ресурсів і технологій при виробництві, передаванні, розподіленні та споживанні електроенергії;

органічність взаємодії з навколишнім середовищем – максимально можливе зменшення негативних екологічних впливів;

безпека – недопущення ситуацій, небезпечних для людей і навколишнього середовища.

Необхідність врахування зазначених чинників дала можливість сформулювати нову концепцію розвитку енергетики, яка набула назви Smart Grid. Концепція передбачає проведення системного перетворення електроенергетики на всіх етапах електроенергетичного процесу (генерування, передавання, перетворення та розподілення електричної енергії). При цьому енергетична система розглядається як розгалужена мережева інфраструктура, що призначена для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємовідносин між всіма суб'єктами енергетичного ринку. Крім того, вона стає основним об'єктом формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного поліпшення досягнутих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми. І, зрештою, реалізація концепції носить інноваційний

характер і дає поштовх для переходу до нового технологічного укладу в електроенергетиці та економіці в цілому.

При цьому в основу досягнення сформульованих цілей у концепції Smart Grid закладаються наступні базові підходи:

- Врахування інтересів усіх сторін за умови орієнтації на потреби споживачів. Прийняття рішень з розвитку і функціонування електроенергетики відбувається за умови збалансування вимог усіх сторін, тому споживач стає активним учасником процесу в частині самостійного формулювання своїх умов щодо обсягу отримуваної енергії, характеру її споживчих властивостей та якості енергетичних послуг.

- Зростання ролі керування як провідного чинника розвитку та способів реалізації виставлених вимог. Поліпшення керованості окремих елементів і електричних мереж у цілому.

- Перетворення інформаційних зв'язків в основоположний елемент, що забезпечує перехід від енергетичних мереж до якісно нових – енергоінформаційних. Причому інформація є головним засобом оптимізації керування.

Реалізація ключових вимог на базі розглянутих підходів може здійснюватися шляхом вдосконалення традиційних і створення принципово нових характеристик енергосистеми. У рамках концепції Smart Grid розвиваються такі властивості електроенергетики:

1. Самовідновлення при аварійних збуреннях. Енергосистема та її елементи постійно підтримують свій технічний стан на необхідному рівні за допомогою ідентифікації ризиків, їх аналізу та переходу від керування за фактом збурення до попередження аварійного пошкодження елементів мережі.

2. Мотивація активної поведінки кінцевих споживачів, які набувають можливості самостійно змінювати обсяг і споживчі характеристики (рівень надійності, якості тощо) на основі визначення балансу своїх запитів і можливостей енергосистеми з використанням інформації про параметри цін, обсяги генерації, надійність енергопостачання та ін.

3. Протидія негативним впливам. Застосування спеціальних методів, що знижують фізичну та інформаційну вразливість усіх складових енергосистеми і сприяють як запобіганню, так і швидкому відновленню її після аварій відповідно до вимог енергетичної безпеки.

4. Забезпечення надійності енергопостачання та якості електроенергії в різних цінових сегментах. Трансформація системоорієнтованого підходу в клієнтоорієнтований.

5. Використання різноманітних типів електростанцій і пристроїв акумулювання електроенергії, в першу чергу при розподіленій генерації. Оптимальна інтеграція генеруючих і акумулюючих потужностей в енергосистемі. Підключення за допомогою стандартизованих процедур технічного приєднання та впровадження ідеології «мікроенергосистем» (Microgrid) на рівні користувачів.

6. Реформування ринків потужності та енергії. Мова йде про можливість включення в їх діяльність кінцевого споживача за рахунок забезпечення відкритого доступу на ринки електроенергії так званого «активного споживача» і розподіленої генерації з метою підвищення результативності та ефективності роздрібного сегмента.

7. Оптимізація керування активами. Передбачається перехід до віддаленого моніторингу функціонування виробничих фондів у режимі реального часу; інтеграція такого моніторингу в корпоративні системи керування для підвищення ефективності роботи, вдосконалення процесів експлуатації, ремонту, заміни устаткування і, як наслідок, зниження загальних витрат.

Передбачається, що технології Smart Grid повинні забезпечувати оптимальний розподіл потоків потужності електричної мережі, зменшення втрат у ній, швидкий скоординований відгук при аваріях, можливість об'єднання в єдину енергосистему як великих електростанцій, так і сучасних альтернативних джерел енергії. Ефективність концепції Smart Grid визначається автоматизацією процесів прийняття рішень з керування, підвищенням оперативності керування нормальними і аварійними режимами. Все це пов'язано з показниками ефективності діяльності мережевих компаній. У першу чергу якості й надійності електропостачання при оптимізації власних витрат.

Інформатизація електричних мереж потребує від первинного обладнання зовсім нового рівня інформаційного забезпечення. Істотно розширюються вимоги до кількості вимірюваних сигналів і телекомунікаційних інтерфейсів. Одним з суттєвих наслідків розвитку концепції Smart Grid стане та обставина, що з часом всі промислові й побутові енергоспоживачі отримають можливість організації взаємодії в інформаційній мережі, стануть керованими і будуть ви-

конувати функції вимірювання власного споживання електроенергії та потужності. Разом з тим загостряться проблеми реалізації захисту обладнання від аварійних збурень, питання електромагнітної сумісності та інші.

Концепція Smart Grids стала логічним наслідком розвитку енергетичних систем як системно інтегрованого об'єкта, що має єдину мережеву інфраструктуру, яка технологічно й інформаційно зв'язує всі джерела енергії і всіх споживачів. У цьому виданні основну увагу приділено створенню інтелектуальних електричних мереж (ІЕМ).

Стратегічна мета створення ІЕМ полягає в можливості встановлення найбільш надійного, безпечного та енергоефективного режиму їх функціонування. Основні передумови створення ІЕМ пов'язані з інтеграцією виробничої діяльності енергетичних компаній, які поступово перетворюються в регіональні, що вимагає нових підходів до реалізації процедур керування, в т.ч. їх режимами; з переходом до застосування нових більш ефективних і екологічно чистих технологій, а також переходом до клієнтоорієнтованих стратегій, що є засобом взаємодії компаній зі споживачами.

Впровадження ідеології ІЕМ слід вважати ефективним внаслідок створення цілої низки нових умов функціонування. Мова йде про забезпечення балансу попиту на електроенергію та її пропозиції в оперативному, поточному і перспективному розрізі; попередження аварійних і передаварійних ситуацій; забезпечення якості (відповідно до стандартів) електричної енергії; можливості встановлення оптимального режиму роботи електростанцій з відновлюваними та традиційними джерелами енергії; покращення екологічної ситуації; стимулювання активної поведінки суб'єктів енергетичного ринку та ін.

У цілому ж можна виділити основні технологічні області, в рамках яких передбачається реалізація концепції побудови ІЕМ:

1) інтелектуальні давачі інформації, контрольно-вимірювальні засоби, прилади обліку та відповідні пристрої;

2) системи збору та передачі даних, що містять розподілені інтелектуальні пристрої та інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, які працюють в режимі реального часу;

3) інтелектуальні системи прогнозування та прийняття рішень;

4) нові технології й активні силові компоненти електричної мережі;

5) інтегровані системи інформаційного обміну для вказаних вище технологічних груп.

До першої групи входять: прилади вимірювання параметрів мережі в нормальних, передаварійних, аварійних і післяаварійних режимах роботи; засоби контролю стану об'єктів, що забезпечують роботу систем моніторингу, контролю, діагностування і керування; інтелектуальні лічильники.

Друга група об'єднує засоби, що реалізують функції збору, контролю і моніторингу, діагностування та видачі рекомендацій, організації взаємодії з корпоративними системами та оперативним персоналом. Як приклад при цьому виділяють інформаційно-вимірювальні системи (SCADA), системи вимірювання параметрів процесів, що протікають (AMOS), розподілену систему контролю процесів генерування (DGMS), розподілену систему моніторингу і контролю попиту (DMCS) та ін.

До третьої групи належать інтелектуальні автоматизовані системи керування об'єктами (АСК ТП), інтегровані системи організації вимірювання і обліку споживання електроенергії, телекомунікаційні системи на базі різноманітних ліній зв'язку та системи візуалізації, системи моніторингу перехідних режимів (WAMS), розподілені системи захисту і протиаварійної автоматики (WAPS) та ін.

Четверту групу складають активні силові елементи та технології, які забезпечують регулювання реактивної потужності, засоби розподіленої генерації, накопичення генерації, нове кабельне обладнання, елементи силової електроніки, комутаційне обладнання та ін.

Об'єднуючою складовою є п'ята група, до якої входять системи та інформаційні технології, що забезпечують обмін даними та інформацією для організації узгодженого функціонування всіх засобів, що ввійшли до чотирьох груп, та ринку електричної енергії.

Головне в матеріальній реалізації концепції інтелектуальних мереж – це її технічна та технологічна платформа. Мова йде про створення основних технічних засобів інтелектуальних мереж.

По-перше, це технології та пристрої генерування малої та середньої потужностей, до складу яких входять альтернативні та відновлювані джерела енергії. Використання таких джерел в енергосистемі призводить до переходу від централізованої генерації до роз-

поділеної, що значною мірою впливає практично на усі характеристики енергетичних систем з інтелектуальними мережами.

До другої групи слід віднести активні елементи, такі як пристрої та технології, що дають змогу гнучко змінювати характеристики мережі чи перетворення електроенергії з метою оптимізації режимів роботи. Йдеться про збільшення пропускної спроможності, зменшення технологічних втрат, забезпечення відповідних показників якості електричної енергії та інше. В першу чергу це засоби та технології, що застосовуються для створення гнучких ліній передачі змінним струмом. Крім того, до цієї групи належать силові технічні засоби, що налічують більше двох десятків різноманітних пристроїв для регулювання реактивної потужності і напруги, параметрів мережі, обмеження струмів короткого замикання (КЗ), накопичення електричної енергії, перетворення виду струму (змінного в постійний, і навпаки), комутаційне обладнання нового покоління та ін.

Нове покоління інформаційно-вимірювальних систем, автоматизації та автоматики, які працюють в реальному часі й дають змогу вирішувати задачі керування електроенергетичними об'єктами (АСК ТП), контролю та керування електроживленням, релейного захисту та протиаварійної автоматики, моніторингу та діагностування стану технологічного обладнання належать до наступної групи. Метою функціонування обладнання цієї групи є реалізація режимів роботи електричних систем та мереж відповідно до умов роботи ринку електричної енергії, попередження та мінімізація наслідків аварійних ситуацій.

І зрештою, інформаційно-технологічне обладнання, системи та IP забезпечення центрів керування ІЕМ, які здійснюють координацію режимів роботи електричних мереж з урахуванням їх нових можливостей. Мова йде про використання розподіленої генерації, активного мережевого обладнання та підстанційної і станційної автоматики. Фактично буде реалізована принципово нова технологія керування електричними мережами в реальному часі з урахуванням особливостей функціонування ринків електричної енергії.

Як один з таких напрямків технологічного розвитку в рамках концепції Smart Grid можна розглядати створення інтелектуальних систем моніторингу та вимірювань. Ці елементи є основними і першочерговими кроками при створенні ІЕМ. Ще один напрямок

пов'язано з розробкою і впровадженням систем керування, заснованих на діагностиці та моніторингу обладнання.

Досить очевидно, що прийнята на сьогодні ідеологія АСКОЕ, її функції й технічні засоби вимагають відповідного перегляду і розвитку в бік орієнтації їх на керування попитом, включаючи нові методи та технології прогнозування (Advanced Forecasting) і реалізації концепції активного споживача (Demand Response).

Одну з ключових позицій у процесі реалізації концепції Smart Grid та створення ІЕМ займає силова електроніка. Це стосується задач забезпечення функціонування адаптивних силових елементів, вирішення проблем енергозбереження та енергоефективності. Силова електроніка робить енергосистему не тільки більш гнучкою в керуванні та стійкою до різного роду збурень, але і дає змогу значно знизити втрати електроенергії. При цьому відкриваються нові можливості в забезпеченні оптимальних параметрів робочих режимів електричної мережі за рахунок застосування нових силових пристроїв та технологій.

Розглянемо більш детально зміст цієї книги. У *першому розділі*, підготовленому Буткевичем О.Ф. та Рибіною О.Б., описано загальні ознаки трактування інтелектуалізації електричних мереж як нового етапу розвитку концепції Smart Grid стосовно електроенергетичних систем та електричних мереж зокрема. Показано роль засобів штучного інтелекту у розв'язанні задач, пов'язаних з функціонуванням електричних мереж. Особливу увагу приділено використанню в електричних мережах систем підтримки прийняття рішень, які на сучасному етапі розвитку інтелектуальних систем є гібридними системами підтримки рішень оперативно-диспетчерського персоналу, здатними розв'язувати актуальні задачі оперативного керування. Визначено особливості та наведено приклади розв'язання такими інтелектуальними системами характерних для електричних мереж задач оперативного керування.

На цей час з розширенням використання розосереджених джерел електроенергії та технологій, орієнтованих на активних споживачів, значно ускладнюється процес керування інтелектуальними електричними мережами (ІЕМ). У такій ситуації застосування технологій мультиагентного керування (МАК) дозволяє значно підвищити ефективність та спростити організацію процесів керування. Автори *другого розділу*, Блінов І.В., Кириленко О.В. та Танкевич С.С.,

основну увагу приділили визначенню базової термінології, ключовим властивостям мультиагентних систем (МАС) та оцінці можливості їх використання при розв'язанні задач керування та моделювання в електричних мережах. Визначені переваги технологій МАК, встановлені вимоги до архітектури МАС та описані основні принципи організації мультиагентних систем керування. Висвітлені питання стандартизації агентів у рамках системи та їх сумісність. Даються рекомендації щодо розробки і впровадження МАС в електричних мережах. Автори наводять приклад моделювання процесів інформаційного обміну системи розподілу пропускної спроможності електричних мереж. Застосування таких моделей для оцінки процесів на ринку електричної енергії є передумовою забезпечення прозорих механізмів, наприклад, при визначенні пропускної спроможності та оцінці обсягів міждержавної торгівлі електричною енергією.

У *третьому розділі*, написаному Базюком Т.М. та Денисюком С.П., показано роль активних споживачів електроенергії при реалізації концепції Smart Grid в ІЕМ як основних складових, що забезпечують підвищення ефективності, економічності, надійності та стійкості виробництва, розподілу та споживання електроенергії. Розглянуто можливості, технічні та організаційні заходи реалізації потенціалу активного споживача. Узагальнено умови формування та функціонування активних споживачів електроенергії, механізми стимулювання їх активної поведінки. Проведено аналіз процесу еволюції при переході пасивного споживача в стадію активного та виконано порівняння їх типів. Визначено варіанти взаємодії активного споживача з іншими елементами системи. Розглянуто моделі активних систем та активних споживачів. Сформовано загальну оптимізаційну задачу для активних споживачів будь-яких типів та комбінацій їх обладнання, яка враховує інтереси всіх учасників взаємодії. Запропоновано алгоритм вибору оптимальних режимів роботи активного споживача, який дає змогу сформулювати вимоги та створити системи МАК. Проаналізовано структуру, архітектуру, властивості, алгоритми та особливості роботи МАС як систем керування навантаженням, активними споживачами та їх об'єднанням.

Четвертий розділ, написаний Лук'яненком Л.М., Павловським В.В. та Стелюком А.О., присвячений аналізу режимів роботи

електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ). Розглянуто особливості процесів перетворення сонячної енергії та енергії вітру в електричну. Проведена класифікація та розглянуті розрахункові моделі електричних станцій на базі ВДЕ, що застосовуються при проведенні розрахунків усталених режимів роботи електричних мереж, визначенні струмів короткого замикання, моделюванні електромеханічних перехідних процесів тощо. Висвітлені особливості приєднання станцій на ВДЕ до електричних мереж. Визначена величина гарантованої потужності, що може видаватися вітровими електричними станціями (ВЕС), розглянуті особливості роботи сонячних електричних станцій (СЕС), у тому числі в умовах сезонних коливань. Крім того, розглянуто режимні питання, що пов'язані зі зміною частоти в електричних мережах з ВДЕ, та запропоновано в системах автоматичного регулювання за частотою застосовувати локальні регулятори активної потужності. Наведено результати моделювання перехідних процесів, які підтверджують ефективність такого рішення.

У *п'ятому розділі*, авторами якого є Гончаренко І.С. та Трач І.В., висвітлюються питання оптимізації втрат у електричних мережах (ЕМ). Показано, що перехід до створення ІЕМ дає змогу значно спростити процедури оптимізації активних втрат за рахунок зменшення перетоків реактивної потужності. Автори пропонують нові та удосконалені методи, які дають змогу проводити оптимізацію в реальному часі відповідно до коливань навантаження та потужності розосереджених джерел. Здійснено перевірку та порівняння методів оптимізації на тестових схемах ЕМ та з застосуванням тестових вартісних функцій втрат. Розглянуто задачу оптимального розміщення джерел розосередженої генерації з застосуванням різних критеріїв та обмежень, що враховують особливості структури ЕМ. Обґрунтовано необхідність уточнення режимів роботи мережі з врахуванням ремонтно-аварійних схем роботи та стохастичного характеру роботи відновлюваних джерел енергії.

Шостий розділ, автори Жуйков В.Я., Миколаєць Д.А. та Осипенко К.С., присвячено дослідженню режимів роботи вузлів розосередженої генерації. Наведено основні структурні схеми систем розосередженої генерації. Розглянуто одне з ключових питань, яке виникає в таких системах і рішення якого спирається на застосування елементів силової електроніки, а саме розглянуто особли-

вості роботи компенсаторів в умовах забезпечення відповідності кривої струму кривій напруги з врахуванням заряду акумулятора як постійним, так і імпульсним струмом. Наведено метод розрахунку параметрів фільтрокомпесуючого перетворювача за миттєвими та середніми значеннями з врахуванням спотворення струму споживання за рахунок включення режимів заряду/розряду акумулятора як постійним, так і імпульсним струмом, який дає змогу визначити амплітуду та форму задавального струму за балансом енергій споживання та заряду. Авторами визначено умови забезпечення стійкості вузла розосередженої генерації при представленні дизель-генератора окремими моделями в областях низьких та високих частот, що дає змогу знизити порядок рівнянь вихідної моделі, зменшуючи трудомісткість розрахунків. Наведено умови стійкості системи, які враховують відношення струму сонячної батареї до струму навантаження, що дає змогу забезпечити стійкість системи в широкому діапазоні зміни опору навантаження за рахунок використання акумулятора як вузла запобігання збудженню системи.

Запропонований підхід по використанню спрощених моделей елементів розосереджених систем дає можливість проводити аналіз стійкості складних систем, які містять як локальні зворотні зв'язки за потужністю окремих джерел, так і загальні зв'язки за напругою живлення.

РОЗДІЛ 1

ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1. Інтелектуалізація електричних мереж

1.1.1. Інновації та інтелектуальність

Інтелектуалізація електроенергетичних систем (ЕЕС) з електричними мережами (ЕМ) включно не є метою – це лише засіб удосконалення технологій планування та реалізації процесів електроенергетичного виробництва для підвищення його надійності та ефективності на сучасному етапі їх інноваційного розвитку. Запобігаючи можливому виникненню у читачів певних непорозумінь термінологічного характеру стосовно *інтелектуальності* ЕМ, зробимо необхідні пояснення щодо дефініцій з невеликим екскурсом в недалеке минуле.

Річ у тім, що за останні роки в значній кількості публікацій у вітчизняних та закордонних виданнях все більше йдеться про *інтелектуальність* усього, що є в електроенергетиці та поза нею (такі автори – це переважно представники фірм-виробників відповідної продукції та ті, хто намагається «не відставати від моди») – *інтелектуальність* лічильників електроенергії, трансформаторів, пристроїв керування електричними приєднаннями, електронних пристроїв диференціального захисту шин, зарядних пристроїв, систем освітлення, пристроїв захисту трубопроводів від перенапруги і корозії, охоронних систем, обмежувачів швидкості автомобілів, холодильників, пральних машин, будинків та інших – *інтелектуальні, інтелектуальні, інтелектуальні...* Така тенденція могла б свідчити про масове усвідомлення виробниками різної продукції необхідності інтелектуалізації систем керування та систем діагностування відповідних пристроїв (у загальному випадку – об'єктів) для досягнення кращих показників їх функціонування, але річ тут у іншому.

Свого часу з легкої «рекламної» руки одержав путівку в життя термін *інтелектуальний пристрій* (*intelligent device*), яким стали називати будь-який програмований пристрій. Такий рекламний прийом сприяв запуску зазначеного вище процесу *невибагливої інтелектуалізації*, яка призводить до спотворення трактування поняття *інтелектуальності*, зробивши відповідний термін таким собі *buzzword*¹ [1]. Згадаймо, наприклад, появу верстатів з числовим програмним керуванням, які тоді ще не називали *інтелектуальними*, оскільки слово *інтелектуальний* ще не стало «модним», але, з'явившись вони зараз, поза сумнівом, набули б «статусу» *інтелектуальних*.

Фактично за такої класифікації кожний комп'ютер чи будь-який мікропроцесорний контролер – *інтелектуальні*, хоча, як відомо, критерії, за якими встановлюється належність системи до *інтелектуальних*, дещо інші. І справа тут не в тому, що більшість систем, які рекламують їх розробники як *інтелектуальні*, не здатні пройти тесту Тюрінга. І не в тому, що з плином часу засоби штучного інтелекту (ШІ) пройшли черговий етап розвитку, що призвело і до певного перегляду (доповнення) критеріїв інтелектуальності та рівнів (ступенів) інтелектуальності технічних систем [2–9], обумовленого їх складністю та різноманітністю. Разом з майже канонічним критерієм, згідно з яким в *інтелектуальній* системі має бути реалізовано три функції – подання та оброблення знань, міркування (логічного виведення) та спілкування (мовою, близькою до людської) – запропоновано й інші критерії: здатність системи здійснювати метасистемні переходи на рівні мислення (наприклад, в [4] він розглядається як основний критерій інтелектуальності) та здатність *діяти раціонально і оптимально* [6] (під «діяти раціонально» передбачається, насамперед, використання *раціональних агентів*).

Якщо виходити з наведених критеріїв інтелектуальності, то очевидно, що більшість розрекламованих «інтелектуальних» пристроїв та систем не можна вважати такими, а меншість можна зарахувати до складу *інтелектуальних* досить умовно, оскільки їх функціонування (зокрема і зміни режиму функціонування) відбувається за задалегідь визначеними алгоритмами, що відповідають певним *передбаченим* умовам функціонування. Але як тоді бути з усім тим

¹ а) спеціальний термін, який вживають, щоб справити враження на дилетантів; б) модне слівце (*англ.*)

«інтелектуальним», що має відношення до ЕМ? І чи варто таким термінологічним речам приділяти увагу, адже головне – це підвищувати надійність та ефективність функціонування ЕМ, незалежно від того, називатимуть їх інтелектуальними чи ні? На це можна було б і не зважати, якби не існувало іншого поняття та відповідного терміну – *інновації*, введеного Й.А. Шумпетером в 1930-ті роки як економічну категорію (тлумаченням *інновацій* у наш час «бавиться» чимало юристів, психологів, філософів). Звернімося до визначення *інновацій* (ним і обмежимося), наведеного в Законі України від 04.07.2002 N 40-IV «Про інноваційну діяльність» (наступні відповідні закони, наприклад, Закон України «Про пріоритетні напрями інноваційної діяльності в Україні» [10] не змінювали дефініцій):

«Інновації – новостворені (застосовані) і (або) вдосконалені конкурентоздатні технології, продукція або послуги, а також організаційно-технічні рішення виробничого, адміністративного, комерційного або іншого характеру, що істотно поліпшують структуру та якість виробництва і (або) соціальної сфери».

Отже, більшість того сучасного і «інтелектуального», що має відношення до ЕМ – пристрої керування електричними приєднаннями, батареї статичних конденсаторів, відновлювані джерела енергії, кабельна продукція, цифрові реєстратори подій, гнучкі електропередачі змінного струму (FACTS), ... – це *інновації*.

Помітний вплив на використання (у публікаціях, рекламі та ін.) «інтелектуальні» будь-що замість «інновації» мало виникнення у квітні 2006 року словосполучення *Smart Grid*, що стало *квзітерміном*, яким стали позначати електромережі майбутнього згідно з новою «філософією» (концепцією) розвитку електроенергетики (щоб стати *терміном*, це словосполучення повинне мати чітку дефініцію та позбутися суб'єктивних відтінків у трактуванні). Поява *Smart Grid*, як і свого часу *intelligent device*, теж має рекламний «слід». У різних країнах зміст поняття, позначеного *квзітерміном Smart Grid*, має відмінності у тлумаченнях та акцентах (навіть в інтерпретації варіантів перекладу з англійської слова *smart*), хоча містить і однакові ознаки (відновлювані джерела енергії, FACTS, моніторинг, ...). На появу зазначених відмінностей вплинули як чинники локальних пріоритетів (зокрема, поточний стан електроенергетики конкретних країн та наявність відповідних природних

умов, які б сприяли використанню окремих технологій відновлюваної енергетики), так і, вочевидь, різні бачення своїх завдань та перспектив.

Наслідком усього зазначеного є те, що під прапором *Smart Grid* рекламуються, висвітлюються у пресі й впроваджуються технічні виробы, які ніяк не можуть вважатися *інтелектуальними* (накопичувачі енергії, кабельна продукція та ін.). Разом з тим такі нові виробы можуть бути конкурентоспроможними і сприяти підвищенню ефективності функціонування електричних мереж (незалежно від «інтелектуальності» останніх), тобто бути *інноваціями*. До *інновацій* в електричних мережах також належатимуть і *інтелектуальні* системи та пристрої, якщо вони сприятимуть підвищенню ефективності електроенергетичного виробництва.

Інноваційний шлях розвитку електроенергетики – це нагальна потреба сьогодення, і на цьому шляху визначальну роль відведено *інтелектуальним* системам. Лише внаслідок розвитку і широкого використання *інтелектуальних* систем у поєднанні з використанням інших інноваційних технологій та обладнання, які забезпечать моніторинг, комунікації, захист, своєчасну реалізацію керуючих дій (реалізацію рішень) та інші, з'являться підстави вважати, що електричні мережі поступово стають *інтелектуальними* (як і мозок, якщо його розвивати і використовувати, дасть підстави вважати людину дійсно *homo sapiens*). Без цього *інтелектуальні* системи будуть відігравати лише роль мозку, що не має зв'язку з організмом, залишаючись такою собі *головою професора Дуеля*.

1.1.2. Інтелектуалізація як новий етап інформатизації

Починаючи з кінця ХХ століття розвиток суспільства все більше став визначатися рівнем розвитку та використання інформаційних технологій. Відомий вислів, що *той, хто володіє інформацією, володіє і світом*, давно вже не здається гіперболою: в наш час за рівнем розвитку чільне місце у світі посідають ті країни, які володіють, насамперед, сучасними інформаційними технологіями, навіть не маючи власних істотних запасів корисних копалин та інших сприятливих для розвитку економіки природних ресурсів.

Ефективність керування в електроенергетиці безпосередньо залежить від її *інформатизації* та *інтелектуалізації*, розуміючи під

цим, насамперед, використання досягнень у сфері інформаційних технологій, що охоплюють цифрове оброблення та передачу даних, програмування, ШІ. Розвиток інформаційних технологій нерозривно пов'язаний зі створенням інформаційного середовища, системи єдиного часу, збільшенням обчислювальної потужності та інформаційної ємності комп'ютерів, що зробило можливим широке використання нових методів та засобів розв'язання складних задач. Зазначені процеси одержали назву *інформатизації*: в самому широкому трактуванні цього поняття розуміють створення та широкомасштабне впровадження і використання нових інформаційних технологій та систем. Визначення *інформатизації* та *інформаційних технологій* наведено в Законі України «Про Національну програму інформатизації» (офіційно діє з 1998 р.). На електроенергетику як базову галузь економіки розповсюджується дія статті 17 зазначеного закону, згідно з якою мають розвиватися інформаційне середовище, інфраструктура телекомунікацій, державна індустрія програмного забезпечення та ін. Вже практично доведено, що інформатизація – це перспективний і найменш витратний шлях удосконалення системи керування електроенергетичним виробництвом, який у порівнянні з іншими шляхами не потребує значних інвестицій, але дає змогу досить швидко та якісно вплинути на ефективність і надійність реалізації технологічних процесів [11]. Тут доцільно запитати, а яке відношення до *інформатизації* має *інтелектуалізація* та що, власне, під цим розуміють? Перш ніж дати відповідь, розглянемо спочатку деякі приклади вживання та інтерпретації цього слова.

Наведемо одне із визначень *інформатизації* [14] як «неперервного процесу *інтелектуалізації* і прискорення обробки інформаційних ресурсів у всіх ланках інфраструктури суспільства». На підставі такого визначення *інформатизацію* можна трактувати і як неперервний «вихід» процесу *інтелектуалізації*, оскільки *інтелектуалізація* та *інформатизація* розглядаються у поєднанні: одна не відбувається без іншої. Залишимо поки що такий висновок, який впливає з наведеного в [14] визначення *інформатизації*, і звернімося до джерел, які дають дещо іншу інтерпретацію *інтелектуалізації*. Не занурюючись у такі сфери, як психоаналіз, де *інтелектуалізацію* інтерпретують як психологічний процес, що належить до механізмів психологічного захисту, принагідно звернімо увагу на

те, що в окремих публікаціях, наприклад в [15], *інтелектуалізацію* складних систем як *оснащення їх елементами інтелекту* теж інтерпретують з позицій захисту, але вже інформації. Якщо ж звернутися до публікацій, де йдеться про *інтелектуалізацію* сучасних виробничих систем (а до таких можна віднести з відповідною інфраструктурою та персоналом і ЕМ), то тут *інтелектуалізацію* трактують як «підвищення інтелектуального потенціалу населення в епоху інформатизації» [16], що за нечіткістю і «загальністю» визначення є близьким до наведеного в академічному тлумачному словнику [17] (де *інтелектуалізація* – це «проникання інтелектуалізму в життя людей, насичення його розумовою діяльністю»), але разом з тим вказує на «епоху», в яку відбувається *інтелектуалізація*.

Незважаючи на існування певних відмінностей у трактуваннях *інтелектуалізації*, вони нівелюються, якщо її інтерпретацію давати в аспекті багатогранної проблеми *інформатизації*. Оскільки ж на розвиток інформаційних технологій в наш час все більший вплив мають засоби ШІ, то й *інтелектуалізацію* можна трактувати як нову фазу, *новий етап інформатизації, що характеризується широким впровадженням інновацій, серед яких визначальна роль належить інтелектуальним інформаційним технологіям та засобам ШІ* (це помітно відрізняється від висновку, який випливає з наведеного в [14] визначення *інформатизації*). Саме в такій «еволюційній» інтерпретації *інформатизації* будемо використовувати далі термін *інтелектуалізація* по відношенню до електричних мереж.

1.1.3. Засоби штучного інтелекту у розв'язанні задач, пов'язаних з функціонуванням електричних мереж

Склад та особливості задач, пов'язаних з функціонуванням ЕМ, у загальному випадку обумовлюються призначенням самих мереж. Слід зазначити, що на поточний час в Україні ЕМ різного призначення відрізняються також і рівнем інформатизації. Наприклад, якщо спостережуваність основної системотвірної мережі Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України забезпечується (а спостережуваність окремих фрагментів мережі забезпечується навіть з деякою інформаційною надлишковістю), то цього не можна сказати про розподільні ЕМ, яким здебільшого «притаманна» неповнота оперативної інформації. Очевидно, що навіть розв'язання одних і

тих же (в технологічному аспекті) задач за різного (кількісно та якісно) забезпечення інформацією потребуватиме використання різних підходів та засобів. Ефективність (а іноді й принципова можливість) розв'язання задач залежить як від коректності постановки та формалізації, так і від засобів розв'язання (під засобами, якщо не буде зазначено інше, будемо розуміти також відповідні методи та алгоритми), які використовують для пошуку розв'язків задач. Це стосується і засобів ШІ: як і будь-який інструментарій, вони мають сфери свого найбільш доцільного застосування (застосування з найбільшою ефективністю).

В електроенергетиці вже понад 25 років використовують *інтелектуальні* системи, що базуються на знаннях [18, 19], які більше відомі як експертні системи, наприклад [20–23], або ж *експертно-розрахункові* (гібридні) системи, що використовують *експертні* та *обчислювальні* знання [24–32]. Поряд з ними широкого використання набули штучні нейронні мережі (ШНМ) [33–36], еволюційні алгоритми [37–41]. Останні, зазвичай, поділяють за найбільш характерними типами: генетичні алгоритми, генетичне програмування, еволюційні стратегії, еволюційне програмування. Все більше починають застосовуватися ройові та імунні алгоритми, наприклад [42–47], мультиагентні системи [48–50]. І якщо активізація використання останніх зумовлюється потребою забезпечення ефективності керування енергосистемами з урахуванням інформаційної взаємодії та взаємовпливів зростаючої кількості об'єктів з децентралізованим керуванням різноманітними процесами, потребою оперативного прогнозування стану ЕЕС (ОЕС) та підвищення ефективності прийняття рішень, то використання, наприклад, імунних алгоритмів все більше підпорядковується вирішенню питань інформаційної безпеки ЕЕС, оскільки з розвитком інформаційних технологій виникає загроза несанкціонованого доступу до інформації, яка визначає стан обладнання електроенергетичних об'єктів (ЕЕО) та «зміст» команд телекерування оперативно-диспетчерського персоналу [51–53]. Підтвердженням реальності таких загроз став факт спланованої двоетапної хакерської атаки на енергопостачальну компанію «Прикарпаттяобленерго» [54, 55], що почалася 23.12.2015 р. о 15:30, і кінцевим результатом якої стало вимкнення близько 60 електричних підстанцій: 230 тисяч жителів регіону залишилися в темряві, включаючи самих диспетчерів центрів керування «Прикарпаттяоб-

ленерго». Процес відновлення електропостачання в різних районах тривав від однієї до шести діб (завдяки збереженню можливості ручного керування на підстанціях), але центри керування внаслідок пошкодження відповідного програмного забезпечення на дуже тривалий час (місяці) залишилися в стані «грозгі».

Працездатні прикладні системи часто поєднують в собі різні методи розв'язання задач, використовують велику кількість специфічних знань та деталей. Сучасний етап розвитку інтелектуальних систем характеризується створенням гібридних систем, в яких можуть використовуватися не лише формалізовані *експертні* та *обчислювальні* знання, а в різних поєднаннях й інші різноманітні засоби, наприклад [56–67].

Яка мета такої гібридизації? Інтелектуальні системи, незалежно від того, гібридні вони чи «прості» – це лише засоби ефективнішого розв'язання задач (а у багатьох випадках – єдино можливі). І цілком природно, що інтелектуальні системи стали використовувати насамперед там, де прикладні системи, в основі яких знаходиться традиційний апарат математичного моделювання та засоби, що набули поширення дещо пізніше (нечітка логіка, вейвлет-перетворення та інші), не могли забезпечити розв'язання задач – принципово або ж в рамках існуючих часових обмежень. Щоб були зрозумілими причини зазначених часових обмежень, розглянемо загальну організацію процесів електроенергетичного виробництва та роль оперативно-диспетчерського керування (ДК) в такій організації.

Організація ефективного функціонування ЕЕС, яку можна подати у вигляді технологічної та організаційної підсистем, є багатоплановою проблемою. Наявність організаційної підсистеми (включає і персонал), яка керує функціонуванням ЕЕС, дає змогу розглядати останню як цілеспрямовану систему, здатну визначати свою поведінку залежно від ситуації, керуючись потребою досягнення власної мети, тобто мети функціонування ЕЕС [24]. Таким системам властива внутрішня активність, що дає змогу багато в чому передбачати зовнішні збурення і визначати свою поведінку ефективнішим способом, ніж це можливо, наприклад, лише на основі принципу зворотного зв'язку. Ключова роль у забезпеченні реалізації режимів ЕЕС належить системі ДК. Як відомо, в загальному випадку *диспетчером* називається керуючий пристрій, що забезпечує комутацію, ініціацію та інші керуючі впливи – залежно

від виникнення певних подій. Ієрархічна система ДК повинна забезпечувати реалізацію запланованого режиму функціонування об'єкта керування (ОЕС, ЕЕС, ЕМ, ЕЕО) у деякій допустимій області, визначеній наявністю обмежень, порушення яких може призводити до погіршення показників функціонування об'єкта керування та до виникнення аварійних ситуацій. Розумова діяльність персоналу (ОЕС, ЕЕС, ЕМ, ЕЕО), і насамперед оперативно-диспетчерського, якому доводиться оперативно приймати рішення також в нештатних ситуаціях (не передбачених інструкціями), дає змогу віднести організаційну підсистему ЕЕС до *інтелектуальних*.

Однак реалізація функцій ДК ОЕС (ЕЕС) у загальному випадку ґрунтується на результатах виконання завдання комплексної багатовимірної багатокритеріальної оптимізації режимів функціонування ОЕС. Зазначене завдання виконують із застосуванням методів декомпозиції, подаючи його у вигляді багатокрокового процесу розв'язання взаємопов'язаних оптимізаційних задач – підзадач комплексного завдання, враховуючи при цьому різні аспекти декомпозиції: часовий, організаційний (структурно-територіальний), ситуативний. Тобто керування ОЕС засноване на багаторівневій декомпозиції як об'єкта керування, так і самого процесу керування. Традиційно доміантними під час реалізації такого процесу залишаються критерії надійності енергопостачання та забезпечення економічності режимів, враховуючи, що «економічність» в умовах ринкових відносин та різних форм власності трактується виробничими структурами, які забезпечують вироблення, транспортування і розподіл електроенергії, лише з позицій отримання власного (корпоративного) зиску. Що ж стосується «надійності», то вимоги щодо забезпечення її показників теж мають економічну основу, однак, на відміну від «економічності» режимів, вимоги щодо забезпечення надійності електропостачання чітко регламентовано і забезпечуються ієрархічною системою ДК.

Швидкоплинність процесів електроенергетичного виробництва, вплив чинників стохастичної природи та виникнення аварійних ситуацій, які не усуваються засобами автоматичного керування, потребує від оперативно-диспетчерського персоналу швидкого прийняття правильних рішень, спрямованих на ліквідацію загроз та відновлення нормального режиму функціонування ОЕС (ЕЕС, ЕМ, ЕЕО). І хоча за результатами планування режимів створюється ін-

формаційно-інструкційна основа для прийняття таких рішень, вона не враховує можливі нештатні ситуації, з виникненням яких оперативно-диспетчерський персонал теж мусить знаходити правильні оперативні рішення, керуючись, з одного боку, значним обсягом нормативної інформації, а з іншого, перебуваючи в умовах, які характеризуються неповнотою оперативної інформації.

З урахуванням часової декомпозиції усі задачі, пов'язані з функціонуванням електричних мереж, для розв'язання яких використовують засоби ШІ, поділимо на дві групи – залежно від обмежень, які існують щодо тривалості пошуку розв'язків задач.

До однієї групи віднесемо задачі, розв'язання яких відбувається в режимі *off-line*, тобто жорстких обмежень щодо тривалості пошуку розв'язків не існує: головне – це знайти розв'язок (звичайно, переваги завжди надаються засобам, які забезпечують ефективніше розв'язання задач). Задачі, що належать до цієї групи, це насамперед широкий клас задач оптимізації, що стосуються розвитку ЕМ, визначення оптимальних значень параметрів певного обладнання, місць розміщення обладнання, місць приєднання до ЕМ розосереджених джерел енергії, визначення оптимальних варіантів відновлення електроживлення аварійно знеструмлених споживачів та ін. (тут термін *обладнання* трактуємо в самому широкому розумінні, маючи на увазі також і різні пристрої регулювання та керування). Використання засобів ШІ для розв'язання таких задач у багатьох випадках виявляється значно ефективнішим від «традиційних» методів оптимізації, крім того, засоби ШІ дають можливість знаходити глобальний оптимум навіть у тих випадках, коли «традиційні» методи оптимізації виявляються неспроможними це зробити. Разом з тим існують задачі, які хоча і можна вважати «офф-лайнними», однак вони мають певні часові обмеження щодо їх розв'язання. Прикладом таких задач є задача опрацювання ремонтних заявок, для розв'язання якої використовуються дані щодо поточного стану ЕМ, дані, які стосуються відкритих заявок з виведення обладнання в ремонт та наявності «конфліктуючих» заявок, засоби моделювання режимів ЕЕС чи ЕМ та інше.

До іншої групи віднесемо задачі, розв'язання яких відбувається в режимі реального часу: деяких – з певною періодичністю (циклічно), інших – ситуативно (або внаслідок виникнення відповідних «пускових» умов, що їх автоматично визначають за інформа-

цією систем моніторингу чи діагностування, або ж за командою оперативного персоналу, який сам визначає потребу такого «запуску»). Слід зазначити, що до складу засобів самих систем діагностування та моніторингу також можуть входити засоби ШІ. Оскільки у більшості систем діагностування використовується апарат теорії розпізнавання образів, то цілком природно, що тут широкого поширення набули, насамперед, ШНМ, імунні алгоритми та різні гібридні засоби, спроможні забезпечити кращі результати класифікації. Ансамблі ШНМ разом з іншими засобами можуть використовувати, наприклад, у сучасних системах моніторингу для визначення місця та виду пошкодження на лініях електропередачі [68]. Варто зазначити, що класифікацію за запасами статичної стійкості допустимості завантаження контрольованих перетинів системотвірної мережі ОЕС [69-71], як і визначення поточної структури таких перетинів [72], спроможні забезпечити поліноміальні моделі, побудовані з використанням методу групового урахування аргументів (МГУА) [73], причому, за критерієм мінімуму зроблених на тестових вибірках помилок класифікації режимів енергосистем, поліноміальні моделі не поступаються ШНМ [74]. У загальному випадку, побудова моделей з використанням МГУА, як і побудова-навчання ШНМ, має чітку «задачну» орієнтацію (призначення). Однак, хоча існує структурна подібність МГУА та ШНМ (а МГУА використовують навіть для конструювання поліноміальних ШНМ), у загальному випадку ШНМ видаються гнучкішими, маючи більші можливості налагодження для урахування особливостей конкретних задач (насамперед, завдяки можливості вибору та налагодження як архітектури, так і функцій активації). Прикладом інших задач, для розв'язання яких у режимі реального часу доцільно використовувати ШНМ, є задачі оперативного та надоперативного прогнозування навантаження електроспоживання. До задач, розв'язання яких у реальному часі стає ефективнішим у разі використання засобів ШІ, належить і задача визначення оптимального варіанту відновлення електроживлення споживачів у знеструмлених районах ЕМ.

Подібних прикладів ефективного розв'язання в режимі реального часу задач з використанням засобів ШІ як у складі автоматичних, так і автоматизованих систем можна навести багато, але перейдемо до розгляду інтегрованих систем, якими є сучасні системи підтримки прийняття рішень оперативно-диспетчерського

персоналу (ОЕС, ЕЕС, ЕМ, ЕЕО), що функціонально вийшли за межі традиційних *систем підтримки прийняття рішень*.

1.2. Системи підтримки прийняття рішень оперативно-диспетчерського персоналу електричних мереж

Системи підтримки прийняття рішень (СППР) – один із напрямів штучного інтелекту – знаходять все більше застосування в різних сферах діяльності людини, де виникають задачі вибору альтернатив та пошуку ефективних рішень за умов слабкої структурованості та неповноти інформації. Незважаючи на збереження «канонічних» ознак, притаманних СППР, ці людино-машинні інтерактивні системи зазнають все більших змін у напрямі розширення своїх функцій шляхом інтеграції різнорідних формалізмів та засобів, все більше підпорядковуючись потребам розв'язання все ширшого кола задач. Тому використовують і різні підходи до побудови СППР, що обумовлюється особливостями предметних областей та відповідних задач [75–83].

Насамперед зазначимо, що використання СППР для розв'язання задач і підтримки прийняття рішень може відбуватися як у режимі *off-line*, так і в режимі реального часу. Якщо СППР використовують у режимі *off-line*, то вони поєднують переважно експертні системи та засоби математичного (імітаційного) моделювання. Однак СППР, які орієнтовано на використання в системі ДК (ОЕС, ЕЕС, ЕМ, ЕЕО), повинні надавати оперативно-диспетчерському персоналу результати своєї «діяльності» в реальному часі оперативного керування, тим самим запобігаючи прийняттю помилкових рішень з важкими наслідками.

Прийняття рішень – обов'язкова *інтелектуальна* складова процесу ДК, що базується на результатах оцінювання поточного стану (ЕЕС, ЕМ, ЕЕО) та результатах, наданих СППР (якщо СППР взагалі використовують). Тому СППР в електроенергетиці – це системи підтримки оперативно-диспетчерського персоналу у прийнятті рішень (СПДПР), які орієнтовано на розв'язання задач, що постають перед оперативно-диспетчерським персоналом і не мають жорстких алгоритмів розв'язання (на відмінну від традиційних «систем-порадників» диспетчера ОЕС, що в минулому розв'язували

циклічно в режимі реального часу оперативного керування задачі за апріорі визначеними алгоритмами, наприклад, задачу дооптимізації завантаження блоків на електростанціях чи задачу дооптимізації електричного режиму ЕМ шляхом визначення оптимального положення анцапф відповідних трансформаторів).

Під час створення СПДПР для розв'язання комплексних задач ДК ЕЕО та ЕМ з'являється потреба використання *різномірних формалізмів*. Тому в загальному випадку опис предметної області буде базуватися на формалізованих *різномірних* знаннях, підмножину яких утворюють *обчислювальні знання* [28]. Створення гібридних СПДПР відбувається шляхом агрегації в одній системі різномірних засобів, які забезпечують розв'язання задач ДК ЕЕО та ЕМ. Слід зазначити, що сучасний підхід до створення гібридних систем не зводиться до простого поєднання різномірних компонентів, хоча вже давно існують і успішно використовуються добре опрацьовані механізми їх агрегації, наприклад [84]. У сучасних системах створюється інформаційно-програмне середовище розв'язання задач, синтез та взаємодія компонентів якого визначаються можливістю декомпозиції процесу розв'язання складних задач на простіші підзадачі, які, у свою чергу, зводяться аж до рівня елементарних. Причому методи та алгоритми розв'язання останніх відомі або очевидні. Такий спосіб розв'язання задач відомий під назвою *зведення задач до підзадач* або *методу частинних цілей*. Важлива роль відводиться структуруванню та формалізації знань предметної області ДК як по відношенню до об'єктів, так і по відношенню до процесів. В останньому випадку структурування виконується аж до атомарних структур – елементарних функцій [28], з яких шляхом синтезу утворюються відповідні обчислювальні послідовності. Розв'язання математичних задач, до яких зводяться окремі технологічні задачі ДК ЕЕО та ЕМ або їхні окремі підзадачі, орієнтовано, у свою чергу, на виконання низки базових обчислювальних процедур.

1.2.1. Організаційна структура СПДПР

Організаційно (за рівнями оброблення інформації) при створенні СПДПР для ДК ЕМ можуть використовуватися підходи, аналогічні тим, що застосовуються в комп'ютерних інформаційних системах оперативного керування (рис. 1.1, де абревіатуру SCADA (від Supervisory Control and Data Acquisition) використано як зага-

льне позначення оперативних інформаційних та інформаційно-керуючих систем, що функціонують в режимі *on-line*).

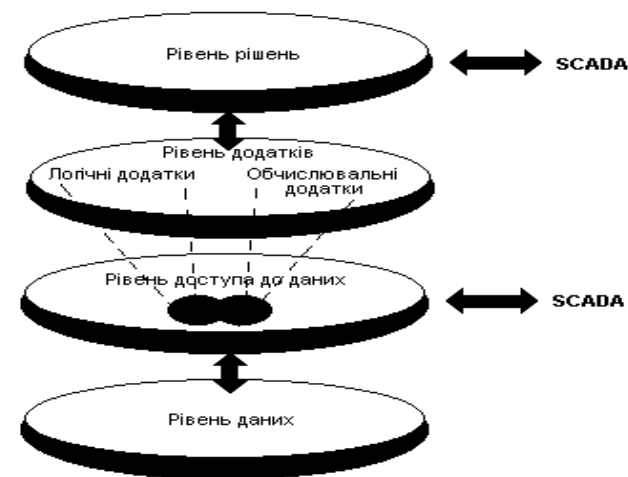


Рис. 1.1. Інформаційна система оперативного керування

Слід зазначити, що на *рівні доступу до даних* реалізують та використовують необхідні механізми для одержання інформації з *рівня даних*. Крім того, на цьому рівні формується середовище для *даних та знань* у вигляді відповідних структур, які використовують різні додатки, що знаходяться на *рівнях додатків та рішень*. У процедурному аспекті структури даних під час розроблення СПДПР ЕМ інтерпретуються, насамперед, як форми подання даних, які розрізняються на рівні процедур маніпулювання ними: одна й та сама множина даних може інтерпретуватися різними процедурами по-різному. Тоді реалізація самих процедур в математико-семантичному аспекті інтерпретується як відображення одних обчислювальних структур в інші. Ефективність реалізації такого відображення (ефективність реалізації алгоритмів) великою мірою залежить від вибору початкових структур даних. Поряд із структурами даних, які широко використовують і вибір яких визначається топологічними або функціональними особливостями об'єкта, що впливають і на оброблення інформації, формування структур даних у процедурному аспекті залежить, як уже зазначалося, також від

часових обмежень, які стосуються розв'язання задач ДК ЕЕО та ЕМ. Тому від вибору інформаційних структур значною мірою залежить ефективність розв'язання задач ДК в електроенергетиці [85].

У СПДПР ЕЕО та ЕМ поряд з даними використовуються формалізовані знання. Тому на рис. 1.1 разом з даними передбачається знаходження і знань, тобто *рівень даних* крім баз даних (БД) містить і бази знань (БЗ) та інформацію, необхідну для аналізу і прийняття рішень, а *рівень доступу до даних* та *рівень додатків* забезпечують також доступ і до знань та їх використання (на рис. 1.1 це не зазначено). Отже, наведена на рис. 1.1 загальна структура обробки інформації і прийняття рішень відповідає одному із варіантів реалізації СПДПР ЕМ – варіанту, за якого засоби СПДПР орієнтовано на розв'язання числових та логічних задач, композиція яких відповідає комплексній задачі ДК ЕМ.

1.2.2. Організація взаємодії програмних компонентів СПДПР

Досвід розроблення та використання інтегрованої СПДПР ЕМ засвідчив, що для забезпечення можливості спільної роботи її різних програмних компонентів цілком успішно можна використовувати OLE-технологію [86], призначену для організації взаємозв'язку різних програм. Завдяки такому використанню забезпечується взаємодія програмних компонентів СПДПР ЕМ при збереженні контролю над цілісністю і несуперечливістю інформації, що міститься в структурованій БД. Сама СПДПР включає набір динамічних серверів, кожний з яких забезпечує розв'язання окремої задачі чи класу задач і обслуговує локальну БД (частину структурованої БД), що містить інформацію, призначену для розв'язання цієї задачі. Структуру динамічного сервера наведено на рис. 1.2.

Динамічний сервер має інтерфейсну та функціональну частини і за допомогою сервера БД «обслуговує» відповідну локальну БД (частину структурованої БД), яка містить інформацію, призначену для розв'язання цієї задачі. Інтерфейсна частина поділяється на візуальний (віконний) та функціональний інтерфейси. Для зв'язку з іншими динамічними серверами створюється реєстр серверів, який містить назви динамічних серверів, що функціонують у СПДПР ЕМ, їхній короткий довідковий опис та посилання, необхідні для виклику цього сервера.

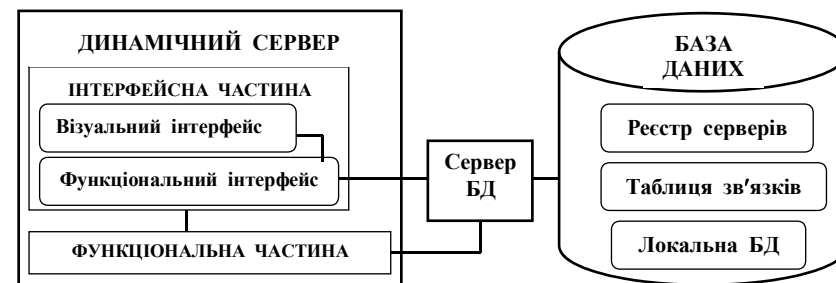


Рис. 1.2. Структура динамічного сервера

З метою уніфікації реєстр серверів виділяється в окрему БД, спільну для задач, що розв'язуються СПДПР ЕМ. Досвід розробок свідчить, що як таку БД доцільно використовувати системний реєстр операційної системи (мається на увазі операційна система класу Windows, що залишається найбільш поширеною в системі ДК ЕМ). Під час інсталяції СПДПР ЕМ в комп'ютерній мережі зв'язок між серверами легко встановлюється за рахунок імпорту системних реєстрів у комп'ютер. Зв'язок об'єктів конкретної локальної БД з об'єктами інших БД реалізується у вигляді відношень за ключовими індексами (тут під об'єктом БД мається на увазі цілісний повнофункціональний фрагмент предметної області, модель якого міститься в цій БД).

Функціональна частина є ядром динамічного сервера. Тут відбуваються обслуговування на логічному рівні відповідної локальної БД, виконання інформаційно-пошукових та інших процедур. З метою збереження контролю над цілісністю інформації вводиться система розмежованого доступу до даних. Наприклад, доступ до локальної БД для читання та модифікації даних здійснюється тільки обслуговуючим її сервером. Динамічний обмін інформацією між програмою-сервером і програмою-клієнтом здійснюється за допомогою динамічних потоків даних, що автоматично генеруються і обробляються інтерфейсними об'єктами. Організація взаємодії компонентів СПДПР не залежить від характеру оброблюваної інформації (числової, символічної, графічної). Особливу увагу приділено забезпеченню продуктивності сервера БД, яка впливає на оперативність розв'язання задач ДК ЕМ.

Враховуючи особливу роль в ДК «зорового» каналу сприймання інформації і людино-машинного інтерфейсу в адаптації моделей (з використанням інструментальних засобів) та «спілкуванні» диспетчера з СПДПР ЕМ, розроблено інтерфейсну графічну оболонку, яка реалізує функції формування зазначеного каналу інформації та забезпечує комфортність «спілкування» користувача з СПДПР ЕМ в усіх режимах її роботи. Залежно від задачі ДК, яку розв'язує СПДПР, і ступеня деталізації надання інформації для візуалізації, необхідній оперативному персоналу у кожному конкретному випадку, використовуються різні об'єктно-ситуативні «шари» інформації (у цьому випадку використовуються і різні засоби маніпулювання даними, знаннями та процесами).

Загальну структуру інтегрованої СПДПР, що використовує у розв'язанні задач формалізовані експертні та обчислювальні знання [28] (з використанням останніх забезпечується синтез обчислювальних процедур), і орієнтованої на розв'язання комплексних задач ДК ЕМ та ЕЕО наведено на рис. 1.3, де позначено: 1 – інтерфейс користувача (експерта); 2 – засоби зовнішнього інтерфейсу; 3 – засоби введення і коригування експертних знань; 4 – метаінтерпретатор; 5 – засоби пояснення результатів логічного виведення; 6 – засоби введення і коригування обчислювальних знань; 7 – база експертних знань, що містить: 7.1 – базу метазнань; 7.2 – базу загальних знань; 7.3 – спеціалізовані бази знань, необхідні для розв'язання окремих задач; 8 – механізм керування розв'язанням задач; специфіка розв'язання окремих задач (підзадач) враховується в механізмах логічного виведення цих задач (8.1), при розв'язанні такої специфічної i -ї задачі будуть використовуватися, крім загальних знань (7.2), механізм логічного виведення (8.1. i) і спеціалізована база знань (7.3. i); 9 – база обчислювальних знань, що містить: 9.1 – базу метазнань; 9.2 – методи розв'язання; 9.3 – синтезовані обчислювальні засоби; 9.4 – моделі об'єктів; 10 – інструментальні засоби, що забезпечують: 10.1 – синтез обчислювальних процедур; 10.2 – оптимізацію обчислень; 10.3 – діагностування обчислень; 10.4 – адаптацію до методів розв'язання; 11 – база даних і засоби керування нею; 12 – області обміну інформацією; 13 – синтез обчислювальних засобів; 14 – процес обчислень.

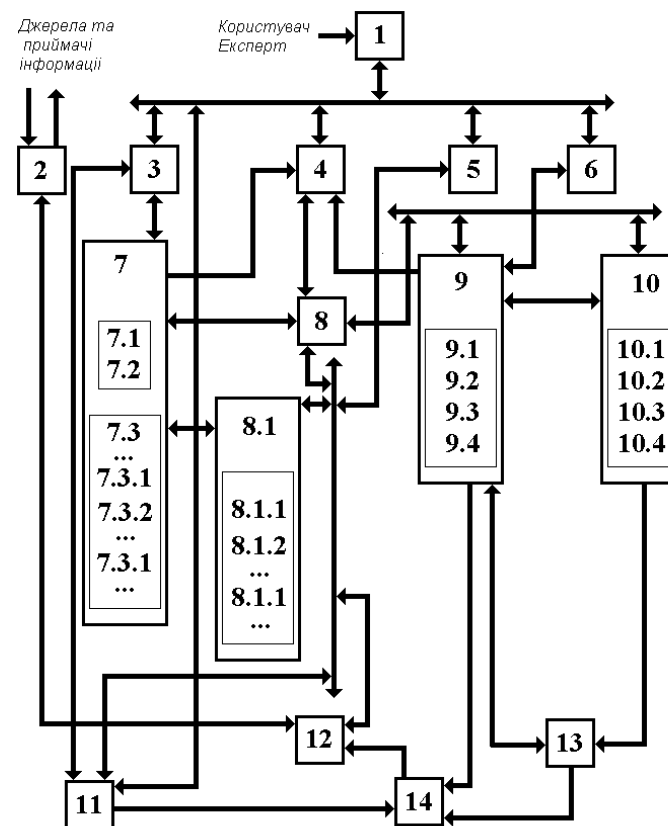


Рис. 1.3. Загальна структура інтегрованої СПДПР

Сучасні інтегровані СПДПР ЕЕО та ЕМ є фактично складовими автоматизованих систем оперативно-диспетчерського керування, здатних розв'язувати складні комплексні задачі ДК. Засоби зовнішнього інтерфейсу (на рис. 1.3 їх позначено клітинкою за номером 2) забезпечують надходження оперативної інформації як від засобів моніторингу, так і від засобів діагностування обладнання. Завдяки цьому зменшується неповнота інформації, сприяючи якіснішому оцінюванню стану об'єкта керування та розв'язуванню задач. Серед компонентів СПДПР є засоби «Імітатора», які використовують в *off-line* режимі функціонування СПДПР.

1.3. Розв'язання задач оперативного керування з використанням інтелектуальних систем на прикладі задачі оперативного аналізу післяаварійного стану електричних мереж для підтримки рішень диспетчера з відновлення електропостачання

Засоби інтегрованих СПДПР забезпечують оперативне розв'язання задач, використовуючи в основному формалізовані експертні знання та обчислювальні процедури, синтезовані на базі обчислювальних знань [24–32]. Окремі етапи розв'язання комплексних задач можуть відбуватися в інтерактивному режимі СПДПР з оперативним персоналом. Остаточне рішення щодо використання результатів розв'язання задач, які надають СПДПР, приймає диспетчерський персонал. До таких задач належить, наприклад, задача оперативного аналізу аварійних (ремонтних) заявок, «сателітною» до якої у багатьох випадках на рівні ЕЕО є задача визначення оптимального варіанту виконання оперативних перемикачів у схемах електричних з'єднань ЕЕО (ця задача має і самостійне значення на рівні ЕЕО).

Наведемо приклад розв'язання задачі, характерної для ДК ЕМ, та зазначимо особливості її розв'язання засобами СПДПР.

1.3.1. Загальна характеристика та умови розв'язання задачі

До найактуальніших задач ДК ЕМ належить задача оперативного аналізу післяаварійних станів (ПАС) ЕМ, які виникають внаслідок аварійних пошкоджень елементів ЕМ, спрацьовувань (як і відмов) пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) і вимикачів, хибних спрацьовувань пристроїв релейного захисту (РЗ), відмов засобів передавання-прийому інформації (ЗПІ) (надалі під відмовою ЗПІ будемо мати на увазі відмову будь-якого елемента системи ЗПІ). Ця задача є актуальною як для ДК ЕМ України, так і для ДК ЕМ інших країн. З оперативним розв'язанням цієї задачі диспетчер матиме інформацію щодо аварійно пошкоджених елементів ЕМ, відмов спрацьовування пристроїв РЗА, вимикачів та ЗПІ, хибно спрацьовувалих пристроїв РЗ. Така інформація дозволить диспетчеру оперативно приймати правильні рішення з відновлення електропостачання, завдяки чому мінімізуються транспортні витрати оперативних виїзних бригад і тривалість аварійних знеструмлень,

внаслідок чого мінімізуються економічні збитки, «незручності» в соціальній сфері та загрози довкіллю.

В аспекті цієї задачі варто підкреслити, що сучасний рівень інформатизації та інтелектуалізації ЕМ технічно розвинутих країн помітно перевищує рівень інформатизації та інтелектуалізації ЕМ України. Це пов'язано, насамперед, з ширшим використанням в ЕЕС таких країн мікропроцесорних пристроїв РЗА, сучасних ЗПІ, системи єдиного часу, яка надає можливість фіксувати в «координатах» єдиного часу факти настання подій, тим самим полегшуючи та прискорюючи аналіз ПАС ЕМ.

Внаслідок відсутності в ЕМ України системи єдиного часу, диспетчер ЕМ не має інформації щодо часу та послідовності спрацьовування пристроїв РЗА та вимикачів, оскільки дискретні сигнали, що їх надають засоби телемеханіки, не мають «позначок часу». Оперативний аналіз ПАС розподільних ЕМ енергопостачальних компаній базується, насамперед, на інформації про функціонування (спрацьовування) пристроїв РЗА та вимикачів. Така інформація надходить до центру ДК ЕМ (ЦДК) у вигляді дискретних сигналів без «міток часу» фіксації відповідних подій (спрацьовування пристроїв РЗА та вимикачів). Однак не завжди вся інформація, пов'язана з перебігом аварійних подій, надходить до ЦДК: можуть бути відмови пристроїв РЗА та вимикачів, інформація щодо яких, зрозуміло, не надходить до ЦДК, можуть бути відмови також самих ЗПІ. Разом з цим можуть бути випадки хибного (помилкового) спрацьовування пристроїв РЗА (з відповідним спрацьовуванням або відмовами вимикачів), які разом із зазначеною неповнотою інформації ускладнюють аналіз ПАС ЕМ.

Будемо вважати, що відмова ЗПІ про спрацьовування одного пристрою (РЗА або вимикача) не впливає на «знімання», передавання і прийом інформації про спрацьовування іншого пристрою. Прийняття такого припущення правомірно лише частково. Дійсно, сигнали, що «знімаються» з одного об'єкта, намагаються «рознести» як у межах одного пристрою, так і по різних пристроях телемеханіки (щоб забезпечити, у разі відмови окремих ЗПІ, отримання в ЦДК хоча б частини інформації про поточну ситуацію на ЕЕО). Але у разі відмов ЗПІ зазвичай «губляться» групи сигналів. Виконання попереднього аналізу аварійних дискретних сигналів, що надійшли в ЦДК ЕМ, і виявлення «втрати» груп сигналів призводять до де-

якого спрощення подальшого розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ, оскільки знання того, що в конкретній ситуації мають місце такі-то відмови ЗПП, виключає необхідність встановлення цих фактів у результаті логічного виведення. Однак поряд з реалізацією попереднього аналізу оперативної інформації слід передбачати і можливі випадки відмов ЗПП, що не виявляються на етапі попереднього аналізу.

Таким чином, реальні умови розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ і визначення місця пошкодження – це умови неповноти інформації, яка поглиблюється відмовами ЗПП. Крім того, помилкова робота пристроїв РЗА «маскує» справжнє місце пошкодження і ускладнює його оперативне визначення.

Стосовно розв'язання цієї задачі можна виходити з двох вимог, які призводять до різних постановок задачі [87]:

1) визначити пошкоджений елемент ЕМ (ця вимога є домінуючою в аспекті ДК, оскільки від оперативності визначення пошкодженого елемента залежить час ліквідації пошкодження та відновлення електропостачання споживачів);

2) дати інтерпретацію усіх сигналів про спрацьовування пристроїв релейного захисту (РЗ), автоматики та вимикачів (їх позначатимемо КА – від комутаційний апарат), тобто дати «розгортку» послідовності подій, що призвели до виникнення ПАС ЕМ (за результатами такої інтерпретації можна визначити і аварійно пошкоджені елементи ЕМ).

1.3.2. Можливі підходи до розв'язання задачі

Вибір методів і алгоритмів розв'язання задачі оперативного аналізу ПАС ЕМ залежить від різних чинників, зокрема, від наявних ЗПП. Наприклад, періодичність, з якою відбувається «зняття» дискретних сигналів засобами телемеханіки (без «мітки часу» їх виникнення) не дає змогу безпосередньо встановити послідовність виникнення аварійних подій. За таких умов підходи до розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ можуть бути різними, проте у кожному випадку буде здійснюватися пошук місця пошкодження ЕМ з точністю до його елемента. Використання в ЕМ досконаліших ЗПП, що фіксують і час появи кожного з послідовності зареєстрованих аварійних дискретних сигналів, дає можливість зменшити неповноту оперативної інформації, тим самим сприяючи успіху розв'язання задачі оперативного аналізу ПАС ЕМ.

У математичному аспекті задачу аналізу ПАС ЕМ може бути подано у вигляді двох задач (підзадач) – генерування та верифікації гіпотез щодо аварійно пошкоджених елементів ЕМ. Наведемо пояснення причини такої декомпозиції процесу розв'язання цієї задачі.

Процеси розв'язання задач засобами СПДПР ЕМ з використанням систем продукцій успішно реалізуються способами, відомими як *прямий* та *зворотний ланцюжки міркувань* (термінологія ШІ). Якщо, використовуючи одержані в ЦДК ЕМ аварійні сигнали, спробувати в результаті логічного виведення встановити місце (місця) пошкодження ЕМ, то це відповідатиме пошуку розв'язку задачі ПАС ЕМ шляхом реалізації *прямого ланцюжка міркувань*. За допомогою *зворотного ланцюжка міркувань* (методу *абдукції*) потрібно знайти умови, що призвели до відомого результату (результат використовується для пошуку даних, які його підтверджують). Наприклад, знаючи пошкоджений елемент ЕМ (результат), можна знайти інтерпретацію надійшовших в ЦДК ЕМ аварійних сигналів, які підтверджують такий результат. Але за реальних умов місце пошкодження ЕМ невідоме і підлягає визначенню. Його можна встановити, якщо розв'язувати задачу аналізу ПАС ЕМ, використовуючи *зворотний ланцюжок міркувань*: задавши місце пошкодження ЕМ (гіпотетичний результат), спробувати дати інтерпретацію одержаних в ЦДК ЕМ аварійних сигналів, які йому задовольняють. Якщо таку інтерпретацію для одного з елементів ЕМ – гіпотетичного місця пошкодження ЕМ – буде знайдено, то за відсутності інших конкуруючих інтерпретацій (випадки наявності інших інтерпретацій, що задовольняють гіпотетичному результату, розглянемо пізніше) це є свідченням того, що гіпотетично пошкоджений елемент ЕМ відповідає реально пошкодженому.

Розглянемо підходи до розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ, що використовують пошук розв'язку у просторі станів ЕМ.

1.3.3. Пошук розв'язку задачі у просторі станів ЕМ

Задачу аналізу ПАС ЕМ з інтерпретацією аварійних сигналів включно можна сприймати як деяку «зворотну» по відношенню до задачі моделювання аварійного режиму ЕМ. Однак, якщо при такій інтерпретації можна реалізувати деяку функцію f , яка дає змогу

визначити реакцію РЗА на збурення k , то неможливо знайти обернену до неї функцію, за допомогою якої було б можливо визначити місце збурення k , використовуючи інформацію про реакцію РЗА [88].

Задачу аналізу ПАС ЕМ може бути зведено до двох окремих задач (підзадач) – генерування та верифікації множини гіпотез (H) щодо аварійно пошкодженого елемента ЕМ. Елементи такої множини одержуємо як результат моделювання $H_i^j = f_r^j(k_i)$, виходячи з того, що вони задовольняють умовам

$$H_i^j \rightarrow B; \quad (1.1)$$

$$p(H_i^j) \geq \delta, \quad (1.2)$$

де $H_i^j = H_i^j(h_{i1}, h_{i2}, h_{i3}, \dots, h_{im}, k_i)$ – гіпотеза щодо виникнення j -ї ситуації в ЕМ, яка подається як набір подій $h_{i1}, h_{i2}, h_{i3}, \dots, h_{im}$, викликаних пошкодженням k_i ; $f_r^j(k_i)$ – функція, яка моделює функціонування пристроїв РЗА та КА, викликане пошкодженням k_i , внаслідок чого виникає j -та ситуація, при цьому передбачається можливість виникнення r відмов під час функціонування зазначених пристроїв; B – множина одержаних в ЦДК ЕМ аварійних сигналів (без «мітки часу»), яка є відображенням подій, що мали місце в ЕМ (відображення (1.1) буде сюр'єктивним лише у випадку безвідмовного функціонування ЗПП); $p(H_i^j) = p(H_i^j/k_i)p(k_i)$ – ймовірність гіпотези H_i^j , яка враховує як ймовірність аварійного пошкодження елемента ЕМ k_i , так і ймовірність виникнення послідовності подій $h_{i1}, h_{i2}, \dots, h_{im}$; δ – додатне число, яке визначає нижню границю ймовірності звернення гіпотез, що генеруються (встановлення такої нижньої границі викликане лише потребою «відсіювання» практично неможливих ситуацій).

Для розв'язання подібних задач застосовують методи, які використовують в ШІ і які забезпечують пошук розв'язків у просторі станів, поданих у вигляді відповідних дерев пошуку. Розглянемо один із можливих підходів до розв'язання цієї задачі [88, 89], суть якого полягає в наступному. На основі наявного відображення (B) подій, що мали місце в ЕМ, визначається множина (K) «підозрюваних» елементів ЕМ, які можуть бути місцем пошкодження: $K = \{k_1,$

$k_2, \dots, k_n\}$. Для кожного «підозрюваного» елемента k_i реалізацією відповідних функцій $f_r^1(k_i), f_r^2(k_i), \dots, f_r^j(k_i)$ генеруються гіпотези $H_i^1, H_i^2, \dots, H_i^j$ щодо стану ЕМ (стан ЕМ подається станом пристроїв РЗА та КА). Тобто при такому підході генерування зазначених гіпотез полягає в моделюванні функціонування РЗА та КА. Для кожної гіпотези H_i^j перевіряється виконання умови (1.1), тоді як виконанню умови (1.2) сприяє використання лише «підозрюваних» елементів для генерування гіпотез. Цей процес пов'язаний з пошуком розв'язку у просторі станів пристроїв РЗА і КА, який (простір станів) може бути представлено у вигляді графа (рис. 1.4), вершини якого відповідають стану ЕМ, що подається через стан пристроїв РЗА та КА, а ребра – це функції $f_r^j(k_i)$, які є операторами переходу до відповідних вершин.

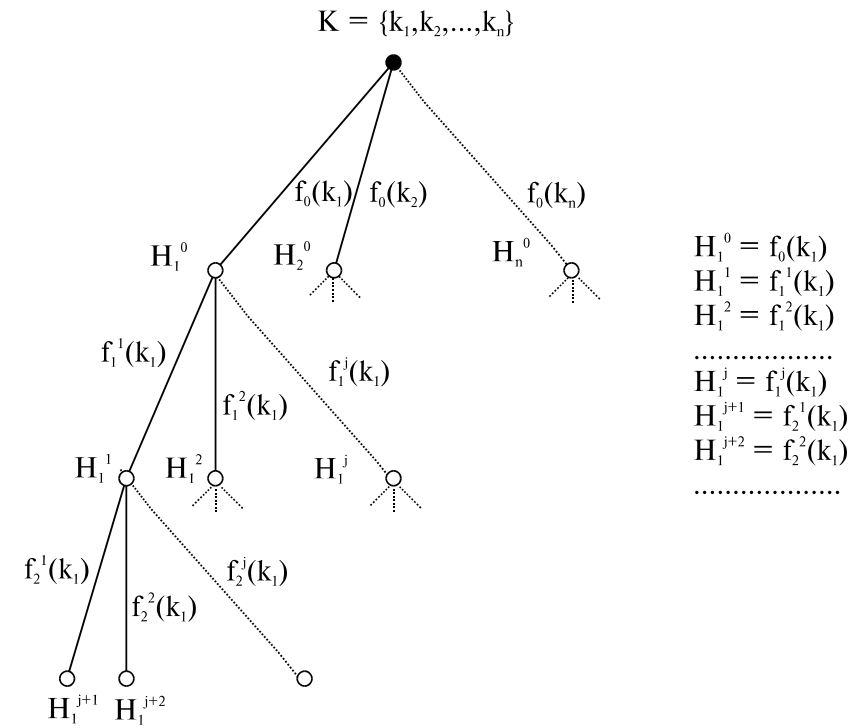


Рис. 1.4. Граф станів ЕМ

Дамо пояснення викладеному вище на такому прикладі. Розглянемо фрагмент ЕМ (рис. 1.5), де ДЗ1-ДЗ10 – пристрої дистанційного захисту, а RD – пристрої захисту шин, В1-В10 – вимикачі (КА), на які можуть впливати відповідні РЗ (аварійні сигнали будемо позначати так само, як і пристрої РЗ та КА, що обумовили їх виникнення). Припустимо, що в ЦДК ЕМ надійшли наступні аварійні сигнали, які утворюють множину $\mathbf{B} = \{\text{ДЗ1}, \text{ДЗ3}, \text{ДЗ4}, \text{ДЗ6}, \text{В1}, \text{В4}, \text{В6}\}$. Потрібно визначити множину «підозрюваних» елементів – гіпотетично пошкоджених елементів ЕМ. Ця задача заслуговує окремого розгляду (розглянемо її в підрозділі 1.3.4), зараз же будемо вважати, що на підставі наявної в ЦДК ЕМ інформації вже одержано множину «підозрюваних» елементів ЕМ: $\mathbf{K} = \{\text{СШ2}, \text{Л1}, \text{Л2}, \text{Л3}\}$.

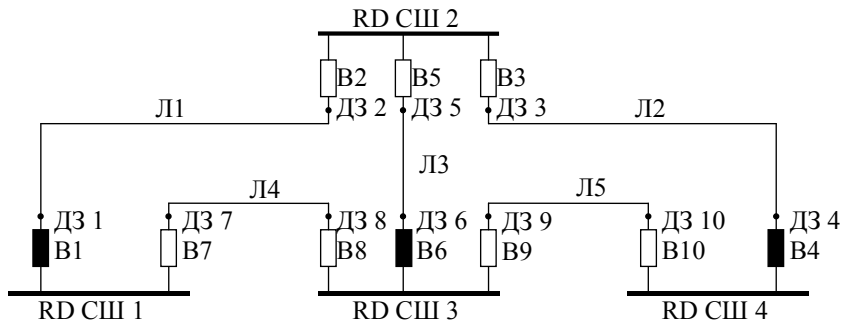


Рис. 1.5. Фрагмент ЕМ

Відповідно до викладеного для кожного «підозрюваного» елемента ЕМ (елемента множини \mathbf{K}) реалізуємо функцію $f(k_i)$, тобто моделюємо гіпотезу \mathbf{H}_i стосовно виникнення певної ситуації, обумовленої пошкодженням цього (k_i) «підозрюваного» елемента. Наприклад, $\mathbf{H}_1^0 = f_0(\text{СШ2})$ – гіпотеза стосовно пошкодження СШ2 з подальшим спрацюванням РЗ RD, що призводить до вимкнення В2, В3 та В5, передбачає надходження в ЦДК ЕМ множини аварійних сигналів, яким відповідає дана гіпотеза $\mathbf{H}_1^0 \rightarrow (\text{RD}, \text{В2}, \text{В3}, \text{В5})$ (для цього прикладу дерево пошуку розв'язку показано на рис. 1.6). Але оскільки гіпотеза \mathbf{H}_1^0 не відповідає множині сигналів (\mathbf{B}), що надійшли, тобто не виконується умова (1.1), то моделюється нова гіпотеза (яка відповідає іншому стану ЕМ). Нехай, наприклад, гене-

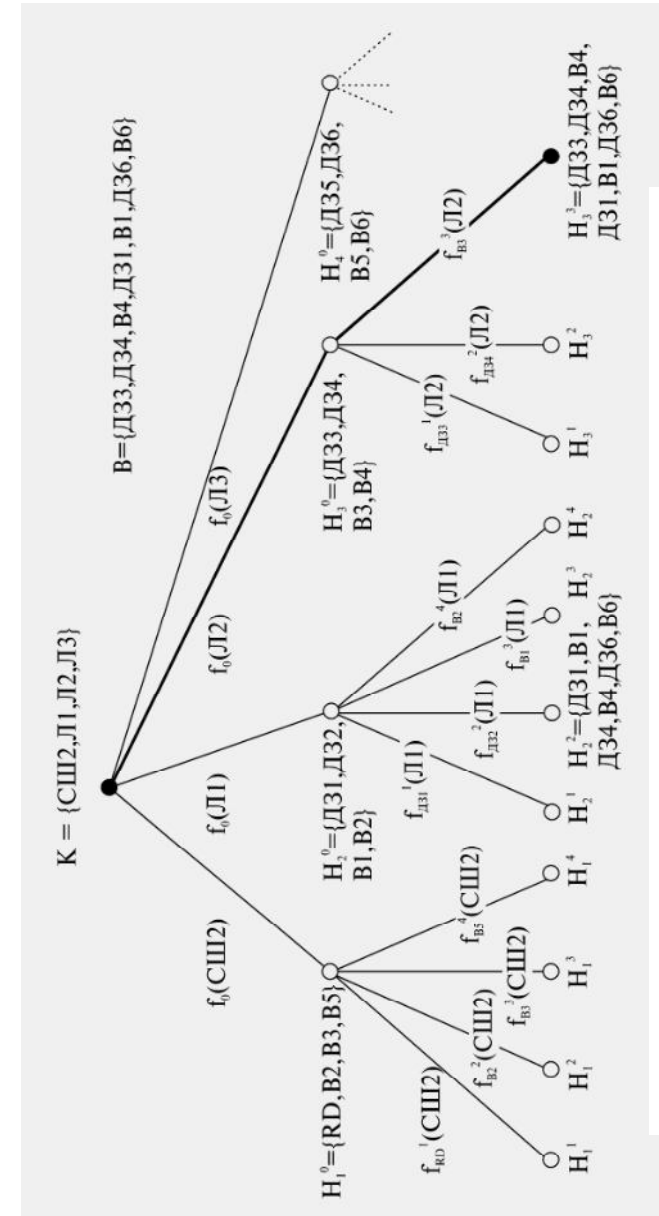


Рис. 1.6. Дерево пошуку пошкодженого елемента ЕМ (для фрагмента ЕМ – на рис. 1.5)

рується чергова гіпотеза, що відрізняється від попередньої припущенням про відмову вимикача В3, тобто $H_1^3 = f_{В3}^3(\text{СШ2})$, яка передбачає надходження в ЦДК ЕМ відповідних аварійних сигналів: $H_1^3 \rightarrow (\text{RD}, \text{ДЗ4}, \text{В2}, \text{В4}, \text{В5})$. Але оскільки, як і раніше, має місце невиконання умови (1.1), то генерується нова гіпотеза, тобто процес пошуку розв'язку триває.

Очевидно, що від розмірів простору пошуку залежать організація пошуку та ефективність розв'язання задачі. Тому першочергове завдання, яке слід виконати для досягнення ефективності розв'язання такого роду задач, – це обґрунтувати можливість обмеження простору пошуку розв'язків. Підходи, які використовують для цього, обумовлюються семантикою задачі. В задачі аналізу ПАС ЕМ на розміри простору пошуку впливає, насамперед, кількість «підозрюваних» елементів ЕМ (потужність множини K). Наприклад, певного зменшення простору пошуку можна досягти у разі відсікання вершин, що відповідають ситуаціям без відмов (на рис. 1.6 цим вершинам відповідають гіпотези з верхнім нульовим індексом – $H_1^0, H_2^0, \dots, H_n^0$).

Після зменшення простору пошуку потрібно здійснювати пошук генеруванням та верифікацією гіпотез (оскільки метод повного перебору дуже неефективний у разі великого простору пошуку, то використання гіпотез обумовлено навмисною відмовою від розгляду всієї сукупності варіантів, які залишаються після зменшення простору пошуку).

Евристично керований пошук – характерна складова процесу розв'язання задач, що не мають жорстких алгоритмів розв'язання. У таких випадках розроблення або ж вибір з числа відомих, наприклад [90], конкретного алгоритму пошуку залежить від ряду чинників, таких як топологія простору пошуку, наявна інформація, обмеження, що накладаються на розв'язання задачі.

Розглянемо деякі особливості організації пошуку розв'язку цієї задачі.

Відомі дві тактики пошуку: пошук «вшир» і пошук «вглиб» [91], які відрізняються послідовністю розкриття вершин графа. Наприклад, у логічному програмуванні [92, 93] більшого поширення набула тактика пошуку «вглиб». Слід зауважити, що на вибір того чи того алгоритму пошуку розв'язку зазвичай впливають обмеження, які стосуються використовуваної пам'яті або часу пошуку

розв'язку. Однак під час використання будь-якої з зазначених тактик пошук здійснюється «наосліп», що для реальних задач з великим простором станів робить пошук малоефективним. Тому для практичного розв'язання задач використовують додаткові знання про предметну область, у тому числі у вигляді евристик, що дають змогу сформулювати евристичні оціночні функції, за допомогою яких здійснюється цілеспрямований рух по графу [90, 91, 94]. Оціночні функції розглядаються [95, 96] як евристичне посилення тактики пошуку «вшир» та «інтелектуальний» бектрекінг у разі тактики пошуку «вглиб». У першому випадку їх роль полягає у тім, що після розкриття вершин одного рівня кожній з них присвоюється оцінка, що відображає перспективність (з позицій досягнення розв'язку) такої вершини.

Серед оцінених вершин вибирається найперспективніша, що веде до вершин нового рівня, які також розкриваються, оцінюються, потім вибирається серед них найперспективніша, що веде до нових вершин, і процес триває. Що ж стосується «інтелектуального» бектрекінга [95, 96], то оцінювання вершин (і повернення в найперспективнішу) проводиться тільки у разі невдачі в процесі довільного (не вдаючись до оцінок) розкриття вершин. Методи пошуку розв'язку у просторі станів графічно проілюстровано на рис. 1.7. Слід зазначити, що в універсальних алгоритмах пошуку ніби стирається межа між пошуком «вглиб» і пошуком «вшир».

Як зазначалося, ефективність пошуку розв'язку багато в чому залежить від урахування ряду чинників, серед яких є і топологія простору пошуку. Наприклад, для задач, простір пошуку розв'язків яких подається графом невеликої «глибини», але великої «розгалуженості», зазвичай використовують алгоритми, що реалізують метод оціночних функцій. У той же час для задач з «глибоким», але «мало гіллястим» простором пошуку, як правило, більш ефективнішим є «інтелектуальний» бектрекінг. Отже, вибору методу пошуку має передувати аналіз особливостей простору пошуку.

Для задачі, що розглядається, простір пошуку розв'язків має невелику «глибину», що залежить від кількості врахованих відмов пристроїв РЗА і КА (у реальних умовах функціонування ЕМ число таких відмов не перевищує двох-трьох), але порівняно велику «розгалуженість» дерева розв'язків. Остання залежить від числа «підозрюваних» елементів і від кількості варіантів можливих відмов при-

строїв РЗА та КА, пов'язаних з виникненням конкретного пошкодження.

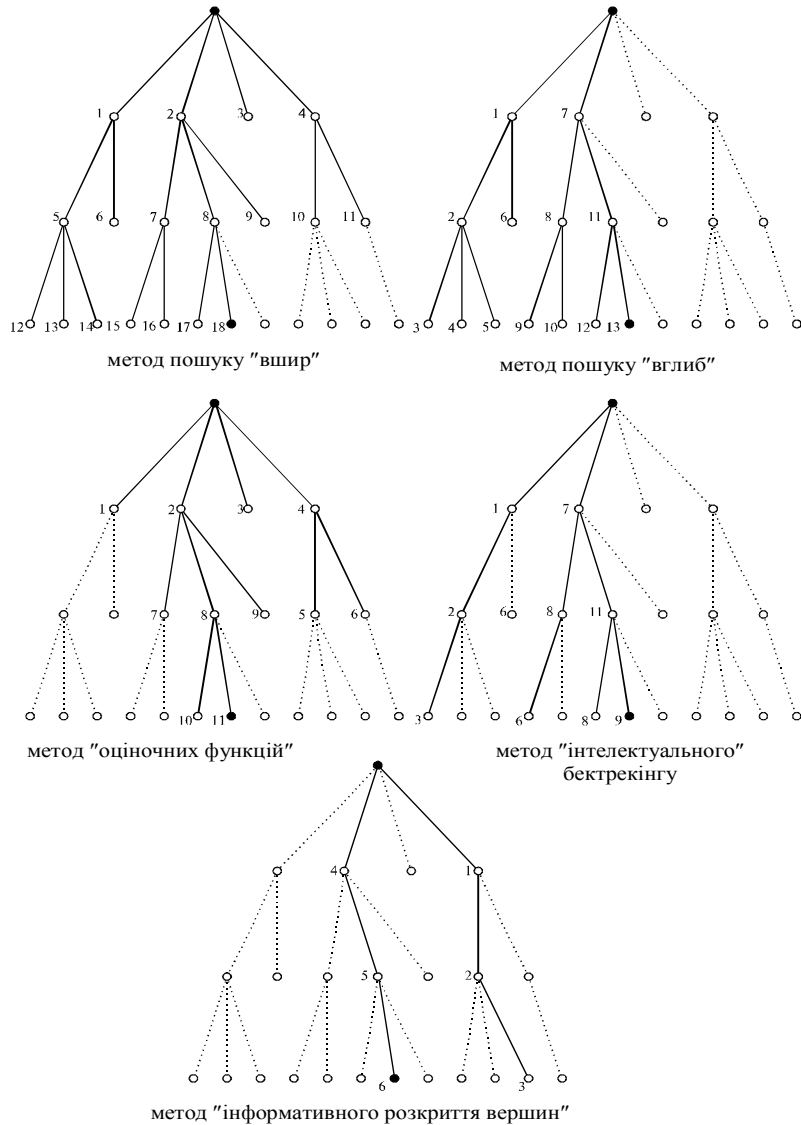


Рис. 1.7. Ілюстрація методів пошуку розв'язків у просторі станів

Отже, простір станів ЕМ при виникненні ПАС можна вважати великим, але при цьому необхідно враховувати жорстку вимогу щодо оперативності розв'язання задачі.

На підставі викладеного можна зробити висновок, що застосування методу «інтелектуального» бектрекінгу для розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ не є ефективним, а прийнятніше виглядає застосування методу оціночних функцій. Причому, якщо враховувати також обмеження, що накладаються на час розв'язання задачі, то заслуговує на увагу модифікація методу оціночних функцій – метод інформативного розкриття вершин [91], що характеризується високою швидкістю пошуку розв'язку. Відмінною особливістю цього методу є його раціональність, оскільки розкриваються не всі вершини («класичний» метод оціночних функцій розкриває всі вершини і потім аналізує кожен, встановлюючи порядок розгляду), а тільки одна, найперспективніша. На основі аналізу вихідної вершини (аргумент функції f) евристично вибирається функція f – оператор переходу до нового стану, результатом реалізації якої є найперспективніша вершина-спадкоємець наступного рівня.

Під час розв'язання задач, в яких реалізація оператора переходу, що здійснює розкриття вершин, є досить трудомісткою, вказаний метод виявляється досить ефективним, хоча й відрізняється меншою надійністю пошуку розв'язку, якщо порівнювати його, наприклад, з тим же класичним варіантом методу оціночних функцій. Однією з умов ефективності застосування методу інформативного розкриття вершин, включаючи і підвищення надійності пошуку розв'язку, є вибір (формування) оціночної функції: чим точніше вона відобразить специфіку розв'язуваної задачі, тим ефективнішим буде пошук розв'язку.

Для цієї задачі, враховуючи умову (1.1) і особливість топології простору пошуку, оціночна функція повинна відображати ступінь збігу складу подій, що «знаходяться» у вершинах дерева розв'язків, і множини подій, відображених у множині B . Тому евристичний вибір оператора переходу (функції f) ґрунтується на результатах порівняння станів ЕМ, одержуваних моделюванням ситуацій (генеруванням гіпотез H), з множиною сигналів B , що надійшли в ЦДК ЕМ і відображають стан ЕМ. Необхідно враховувати також можливість відмов ЗПІ, що викликати розбіжність вказаних вище результатів моделювання з множиною B . Тому для

забезпечення ефективності розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ необхідно враховувати не лише функціонування пристроїв РЗА і КА, а й можливі відмови ЗПП. Слід зауважити, що одним із недоліків існуючих підходів до розв'язання цієї задачі, наприклад [97–99], є те, що вони не враховують відмови в роботі ЗПП, які призводять до неповноти аварійної інформації, пов'язаної з функціонуванням пристроїв РЗА та КА. Незважаючи на велику кількість можливих варіантів функціонування пристроїв РЗА, КА та ЗПП, що обумовлюють громіздкість подання задачі у разі використання технології ШІ (згідно з якою здійснюється пошук розв'язків у просторі станів, використовуючи побудовані дерева розв'язків), для опису зазначених варіантів і забезпечення практичного розв'язання задач досить обмежитися використанням чотирьох предикатів [88] (див. табл. 1.1).

Зазначені предикати відповідно описують: $T(x)$ – правильне (надійне) функціонування пристрою x і надійну роботу ЗПП; $W(x)$ – відмову в роботі пристрою x і надійну роботу ЗПП (аварійний сигнал відсутній через відмову пристрою x); $L(x)$ – хибне спрацьовування РЗА і надійну роботу ЗПП; $S(x)$ – правильне (надійне) функціонування пристрою x і відмову в роботі ЗПП.

Таблиця 1.1

Предикати, що описують функціонування пристроїв

Функціонування пристроїв РЗА та КА	Надійна робота ЗПП	Відмова ЗПП
Вірне (для РЗА) або надійне (для КА) функціонування	$T(x)$	$S(x)$
Відмова функціонування	$W(x)$	—
Хибне спрацьовування РЗА	$L(x)$	—

Для подання кожного варіанта можливого стану ЕМ (через стан відповідних пристроїв) використовується один із чотирьох згаданих предикатів.

Моделювання функціонування РЗ і КА, враховуючи можливі відмови пристроїв, які виявляються за допомогою евристик (зазвичай реалізуються метамовними конструкціями), здійснюється за допомогою функції f .

Викладений підхід до подання цієї задачі у просторі станів ефективно реалізується на базі єдиної форми запису правил локальної БЗ для розв'язання цієї задачі, що входить до складу структурованої БЗ СПДПР ЕМ [26, 76].

Евристично керований пошук розв'язків у просторі станів ЕМ. До основних способів машинного подання та розв'язання задач з використанням технології ШІ відносять [91, 96, 100] зведення задач до підзадач та пошук розв'язків у просторі станів. Ці способи використано для подання та розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ. Однак вимога оперативності розв'язання зазначеної задачі не дає можливості використовувати метод повного перебору навіть за відносно невеликого простору пошуку. У разі використання інформації про властивості предметної області досить ефективним може бути евристично керований пошук [90, 91, 96, 100-103], що забезпечує вибір оператора (f), реалізація якого, у свою чергу, забезпечує перехід до найперспективнішої вершини дерева розв'язків (графа станів ЕМ). З огляду на умову (1.1), на підставі якої проводиться евристичний вибір функції f , змістовний бік задачі виглядає просто, але практична реалізація потребує врахування неповноти інформації, пов'язаної з відмовами пристроїв. Керування пошуком у просторі станів ЕМ здійснюється за допомогою евристик, поданих у вигляді метаправил. Розглянемо механізм зазначеного керування [88].

Відповідно до гіпотез H , що генеруються і відображаються як події в ЕМ у вигляді множини аварійних сигналів B , введемо два предикати – $H(x)$ та $B(x)$. Нехай предикат $H(x)$ означає, що подія x відповідає згенерованій гіпотезі (результат моделювання поведінки РЗА та КА), тобто $x \in H$, а предикат $B(x)$ – що подію x відображено у множині сигналів B , тобто $x \in B$. Подамо H у вигляді двох неперетинних підмножин H^* та H^{**} і введемо два предикати $H^*(x)$ та $H^{**}(x)$, що описують властивості елементів відповідних підмножин. Предикат $H^*(x)$ описує властивість події x , яка полягає у спрацьовуванні основного РЗ або вимкненні КА, а предикат $H^{**}(x)$ – властивість події x , яка полягає у спрацьовуванні пристроїв автоматичного повторного увімкнення (АПВ) або в увімкненні КА. Аналогічно отримаємо предикати $B^*(x)$ та $B^{**}(x)$. Будемо вважати, що для будь-якого x , який має властивість H^* , відмова функціонування основного РЗ або відповідних КА обов'язково буде резервуватися іншими пристроями, викликаючи їх спрацьовування (приймемо

спрощуюче припущення про відсутність відмов у роботі резервних пристроїв). І навпаки, якщо x має властивість H , то відмова функціонування АПВ не викличе жодних додаткових подій в ЕМ, які слід враховувати (практичне розв'язання цієї задачі відбувається у складі інтегрованої СПДПР ЕМ, де засобами попереднього оброблення аварійної інформації виявляються випадки успішного АПВ за результирующим увімкнутим станом відповідних КА). Оскільки функціонування АПВ здійснюється в комплексі з функціонування РЗ, то врахування таких випадків на етапі попереднього оброблення аварійної інформації дає можливість підвищити ефективність інтерпретації аварійних сигналів, одержуваних в ЦДК ЕМ. Надамо на рис. 1.8 графічну інтерпретацію усіх можливих відношень між реальними подіями, що можуть мати місце в ЕМ і відобразитися елементами множини B , та результатами моделювання станів ЕМ, одержуваних у результаті генерування гіпотез.

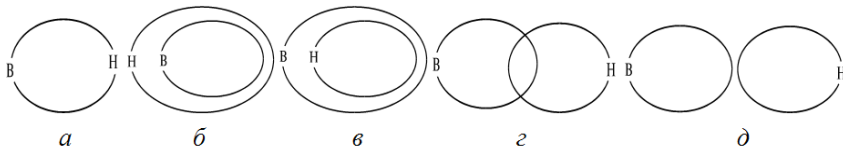


Рис. 1.8. Можливі відношення між B та H

Оскільки в обох випадках простір станів ЕМ представляється станом пристроїв РЗА і КА, то порівняння множин B та H правомірне в аспекті порівняння складу зазначених елементів.

Відношення рівнозначності (рис. 1.8 а) між B та H показує, що множина згенерованих подій H повністю збігається з відображенням B множини реальних подій, які мали місце в ЕМ. Для цього випадку має місце сюр'ективне відображення, умову (1.1) виконано, тому гіпотеза є достовірною і дає змогу визначити пошкоджений елемент ЕМ. Сформульовані далі евристичні висновки ґрунтуються на ряді тверджень, що стосуються інших можливих відношень між B та H , які графічно проілюстровано на рис. 1.8 б, в, г, д.

Твердження 1. Якщо $B \subset H$ і підмножина $Q = H \setminus B$, тобто $Q = \{x | x \in H, x \notin B\}$ (відповідає випадку, проілюстрованому на рис. 1.8 б), то: а) усі x підмножини Q мають властивість S (див.

предикат $S(x)$ у табл. 1.1); б) серед x підмножини Q є такі, що мають як властивість H , так і W (див. предикат $W(x)$ у табл. 1.1).

Інакше, якщо усі реальні події, які представлено дискретними сигналами – елементами множини B , отримано також і шляхом моделювання, але разом з цим отримано і події, не відображені в множині B , то: а) усі реальні події, що мали місце в ЕМ, полягають у правильному функціонуванні пристроїв РЗ та спрацьовуванні відповідних КА, але мали місце відмови (відмова) ЗПІ; б) події, яким відповідають елементи підмножини Q , полягають у відмові функціонування пристроїв РЗА і безвідмовному функціонуванні ЗПІ.

Основне семантичне навантаження несе перша (а) частина *Твердження 1*, оскільки друга (б) стосується окремого випадку – відмови АПВ, що не впливає принципово на результати пошуку: якщо функціонування АПВ було успішним, то пошкодження елемента ЕМ усунено, а інтерпретація одержаних в ЦДК ЕМ сигналів спрощується завдяки реалізації засобами СПДПР ЕМ етапу попередньої обробки аварійної інформації (про що вже згадувалося), у разі ж неуспішної дії АПВ та безвідмовного функціонування ЗПІ матимемо випадок, проілюстрований на рис. 1.8 а).

Доведення першої частини (а) Твердження 1.

Використовуючи синтаксис логіки предикатів першого порядку і враховуючи, що різницю множин $Q = H \setminus B$ можна подати як $Q = H \cap \neg B$ [104], запишемо першу частину *Твердження 1* у вигляді (1.3):

$$\forall x ((B(x) \subset H(x)) \wedge (Q(x) = H(x) \wedge \neg B(x))) \supset \forall x (Q(x) \supset S(x)). \quad (1.3)$$

Необхідно довести істинність виразу (1.3). Відповідно до теореми дедукції формула

$$\forall x (Q(x) \supset S(x)) \quad (1.4)$$

є логічним наслідком формули

$$\forall x ((B(x) \subset H(x)) \wedge (Q(x) = H(x) \wedge \neg B(x))) \quad (1.5)$$

тоді і тільки тоді, коли (1.3) є загальнозначущою формулою, тобто для будь-якої інтерпретації I , якщо (1.5) істинно в I , то (1.4) також істинно, що доводить (1.3). З іншого боку, відповідно до теореми

про протиріччя, наприклад [105], (1.4) є логічним висновком (1.5) тоді і лише тоді, коли формула

$$\begin{aligned} & \forall x ((B(x) \subset H(x)) \wedge (Q(x) = \\ & = H(x) \wedge \neg B(x))) \wedge \neg \forall x (Q(x) \supset S(x)) \end{aligned}$$

суперечлива, тобто коли вона хибна при всіх своїх інтерпретаціях, що відповідає наступному запису:

$$\begin{aligned} & \forall x ((B(x) \subset H(x)) \wedge (Q(x) = \\ & = H(x) \wedge \neg B(x))) \wedge \neg \forall x (Q(x) \supset S(x)) \vdash \text{False}. \end{aligned} \quad (1.6)$$

Враховуючи рефлексивність відношення логічного висновку, (1.6) справедливо, якщо доведено помилковість останнього висновку, тобто

$$\neg \forall x (Q(x) \supset S(x)) \vdash \text{False}, \quad (1.7)$$

при істинності інших висновків (1.5). По відношенню до (1.7) виконуємо наступні еквівалентні перетворення:

$$\begin{aligned} & \neg \forall x (\neg Q(x) \vee S(x)) \equiv \neg \forall x (\neg Q(x) \wedge \neg S(x)) \equiv \\ & \equiv \exists x (Q(x) \wedge \neg S(x)) \vdash \text{False}. \end{aligned} \quad (1.8)$$

Відповідно до табл. 1.1, якщо немає відмов ЗПП, тобто $\neg S(x)$, то це передбачає або $T(x)$, або $W(x)$, або $L(x)$. Розглянемо кожен із цих випадків.

1. Якщо $\neg S(x)$ і має місце $T(x)$, то, виходячи із визначення $T(x)$, всі події x повинні бути представлені елементами множини B , з чого можна зробити висновок про істинність $B(x)$, тобто $B(x) = \text{True}$. Але це суперечить істинності другого висновку в (1.6), тобто призводить до $Q(x) = \text{False}$. Отже, прийняте припущення про те, що якщо $\neg S(x)$, то має місце $T(x)$, є хибним, що доводить (1.8) для даного випадку.

2. Якщо $\neg S(x)$ і має місце $W(x)$, то відповідно до умови резервування мусить спрацювати резервний РЗ і ця подія має бути представлена в множині B , але при цьому її не буде одержано моделюванням. Однак у цьому випадку не виконується умова істинності першого висновку в (1.6), що свідчить про хибність прийнятого припущення [про те, що коли $\neg S(x)$, то має місце $W(x)$] і тим самим доводить (1.8) для даного випадку.

3. Якщо $\neg S(x)$ і має місце $L(x)$, то хибна робота пристроїв РЗА, як і робота відповідних КА, на які діють ці пристрої РЗА, моделюватися не буде, але має знайти відображення в множині сигналів (B), що надійшли в ЦДК ЕМ. Однак при цьому порушується умова істинності як першого засновку в (1.6), так і другої (у цьому випадку $H(x) = \text{False}$, з чого випливає і $Q(x) = \text{False}$), що свідчить про хибність прийнятого припущення (про те, що коли $\neg S(x)$, то має місце $L(x)$) і тим самим доводить (1.8) для цього випадку.

Таким чином, в усіх трьох випадках доведено (1.8), отже доведено істинність (1.3), тобто першу (а) частину *Твердження 1*. Що ж стосується другої (б) частини *Твердження 1*, то для її доведення використаємо такі міркування.

Якщо має місце $B \subset H$ і забезпечується правильна робота ЗПП, тобто $S(x) = \text{False}$, то будь-яке спрацювання РЗА або КА, що моделюється, має знайти відображення в множині сигналів (B), що надійшли в ЦДК ЕМ. Припущення про хибне (таке, що не моделюється) функціонування або відмову резервованих РЗА і КА у разі $S(x) = \text{False}$ суперечить вихідній умові $B \subset H$. Моделювання АПВ і увімкнення КА, яке не забезпечується резервуванням (H''), не суперечать умові $B \subset H$ у разі $S(x) = \text{False}$ і відмові автоматики або КА. Виконання умови $Q = H \setminus B \neq \emptyset$ забезпечується (крім доведеного раніше випадку $S(x) = \text{True}$) лише тоді, якщо результатам моделювання $H''(y)$ в дійсності буде відповідати відмова $W(y)$, тобто $\exists y (y \in Q) \supset (H''(y) \wedge W(y)) \vdash \text{True}$.

Залежно від ступеня неповноти інформації, обумовленої відмовами ЗПП, за однієї й тієї ж множини B кількість гіпотез, які відповідають умові $B \subset H$, може бути більшою від одиниці. Таким гіпотезам відповідають різні «підозрювані» елементи ЕМ.

Твердження 2. Якщо $B \subset H$ і $Q = H \setminus B$, тобто $Q = \{x \mid x \in B, x \notin H\}$ (див. рис. 1.8 в), то усі елементи Q мають властивість L , тобто $\forall x (x \in Q) \supset L(x) \vdash \text{True}$.

Інакше, якщо усі події, одержані моделюванням відповідно до гіпотези, підтверджуються наявністю елементів множини B , але ця множина відображає також події, які не моделювалися, то вони полягають у хибному функціонуванні РЗ і спрацюванні відповідних КА (якщо не було їх відмов) за безвідмовного функціонування ЗПП (про потребу врахування можливості хибного функціонування

РЗ свідчать статистичні дані: лише в основній мережі ОЕС України щорічна кількість випадків хибного функціонування РЗ перевищує сотню і обумовлюється, насамперед, фізичним старінням пристроїв РЗ [106]). Елементи підмножини Q можуть свідчити про наявність додаткових пошкоджених елементів: це встановлюється в результаті переходу до вершини, що відповідає новому (додатковому) «підозрюваному» елементу ЕМ, та виконання відповідної процедури її розкриття.

Твердження 3. Якщо $H \cap B \neq \emptyset$ та $Q_1 = \{x | x \in H, x \notin B\}$, $Q_2 = \{y | y \in B, y \notin H\}$ (див. рис. 1.8 з), то можливі такі варіанти: а) може існувати гіпотеза, що дає найбільший збіг множин H та B , тобто потужності підмножин Q_1 та Q_2 будуть менші, якщо моделювати відмову функціонування РЗ та/або КА, тобто $\exists z(z \in Q_1) \supset W(z) \vdash True$; б) якщо гіпотеза призводить до максимально можливого збігу множин H та B , то елементи підмножини Q_1 мають властивість S , а елементи підмножини Q_2 мають властивість L , тобто

$$(\forall x)(\forall y)((x \in Q_1) \wedge (y \in Q_2) \supset (S(x) \wedge L(y))) \vdash True.$$

Іншими словами, якщо існують події, отримані в результаті моделювання за цією гіпотезою і не підтверджені елементами множини B , як і події, представлені в B , але не одержані в результаті моделювання, а також існують події, представлені в B і при цьому одержані також у результаті моделювання, то: а) може існувати інша гіпотеза (у тому числі відноситься до іншого «підозрюваного» елемента ЕМ), що забезпечує більший збіг множин H і B ; події, що відрізняють таку гіпотезу від згенерованої (даної), можуть полягати у відмові функціонування РЗ і/або КА; б) відносно подій, одержаних у результаті моделювання, але не підтверджених складом елементів множини B , в дійсності мала місце відмова відповідних ЗПІ, а всі події, відображені в B , але не отримані в результаті моделювання, полягають у неправильній роботі РЗ (і роботі відповідних КА, на які впливають ці РЗ).

Слід зазначити, що практично друга частина (б) розглянутого твердження повинна використовуватися відносно гіпотези, яка призводить до максимально можливого (у порівнянні з іншими можливими гіпотезами) збігу множин H та B (а це може бути встановлено

тільки після генерації та аналізу всіх можливих гіпотез, що генеруються відповідно до першої частини (а) розглянутого твердження).

Твердження 4. Якщо $H \cap B = \emptyset$, то існує інша гіпотеза, яка призводить до одного з відношень, представлених на рис. 1.8 а-з). Події, що відрізняють таку гіпотезу від згенерованої, можуть полягати у відмові функціонування РЗ і / або КА.

Іншими словами, якщо результати моделювання цією гіпотезою не підтверджуються елементами множини B , то це свідчить про те, що така гіпотеза не є достовірною. Моделювання відмов функціонування РЗ і/або КА призведе до одного з відношень, представлених на рис. 1.8 а-з).

Слід відзначити, що формування множини «підозрюваних» елементів ЕМ (K) ґрунтується на сигналах про роботу РЗ і КА, які надійшли в ЦДК ЕМ, тому апіорі можна стверджувати, що по відношенню до кожного «підозрюваного» елемента можуть бути згенеровані гіпотези, які дають $H \cap B \neq \emptyset$.

Наведені **Твердження 2, 3, 4** доводяться аналогічно **Твердженню 1**. На їх підставі формулюються евристичні метаправила, що керують процесом пошуку. Наприклад, метаправило, засноване на **Твердженні 1а**), можна сформулювати так:

ЯКЩО виконано умову включення множини B до множини H , **ТО** зробити висновок про можливу відмову ЗПІ, які забезпечують надходження сигналів, що відповідають елементам підмножини $Q = H \setminus B \neq \emptyset$, і завершити гіпотезу, приймаючи її як «кандидата в домінуючі гіпотези».

Прийняття гіпотези як «кандидата в домінуючі гіпотези» пов'язано з відмовами ЗПІ, які обумовлюють можливість існування й інших (конкуруючих) гіпотез.

У табл. 1.2 наведено метаправила керування пошуком розв'язку, засновані на викладених твердженнях.

Пошук розв'язку у просторі станів ЕМ передбачає наявність БЗ, котра містить правила функціонування РЗА, наявність бази фактів, що подають елементарні події, які відповідають ситуації в ЕМ, що генерується. Інформація про топологію ЕМ, розміщення пристроїв РЗА та «прив'язування» сигналів, які надходять в ЦДК ЕМ, до конкретних пристроїв (РЗА та КА) міститься в структурованій БД СПДПР ЕМ. Кожен крок пошуку розв'язку задачі

спрямований на мінімізацію кількості елементів (подій), що відрізняють множини B та H .

Таблиця 1.2

Метаправила керування пошуком розв'язку

Умови	Висновки	Дії
1. $B \subset H$ і $Q = \{x x \in H, x \notin B\}$	1. «Підозрюваний» елемент ЕМ попередньо (до зіставлення з конкуруючими варіантами) приймається як пошкоджений елемент. 2. Сигнали, яким відповідають елементи Q , обумовлені відмовою засобів ЗПП	Завершити гіпотезу, прийнявши її «кандидатом у домінуючі гіпотези»
2. $H \subset B$ і $Q = \{x x \in B, x \notin H\}$	1. Місце пошкодження ЕМ – «підозрюваний» елемент. 2. Сигнали, яким відповідають елементи Q , обумовлені хибним спрацюванням РЗ або наявністю додаткового пошкодження в ЕМ	Перейти до генерування гіпотез, пов'язаних з іншим «підозрюваним» елементом ЕМ
3а. $H \cap B \neq \emptyset$ і $Q_1 = \{x x \in H, x \notin B\}$, $Q_2 = \{y y \in B, y \notin H\}$. 3б. $H \cap B \neq \emptyset$ і $Q_1 = \{x x \in H, x \notin B\}$, $Q_2 = \{y y \in B, y \notin H\}$ і гіпотеза призводить до максимально можливого (у порівнянні з іншими гіпотезами) збігу множин H і B	Можливі відмови РЗ та/або КА. 1. Місце пошкодження ЕМ – «підозрюваний» елемент. 2. Мала місце відмова ЗПП про події, яким відповідають елементи Q_1 , а події, яким відповідають елементи Q_2 , – це хибне спрацювання РЗ (зі спрацюванням відповідних КА, на які діють ці РЗ)	Моделювати відмову РЗ та/або КА Завершити пошук розв'язку
4. $H \cap B = \emptyset$	Існує інша гіпотеза, яка дає $H \cap B \neq \emptyset$	Моделювати відмову РЗ або КА

Процес аналізу аварійного стану ЕМ починається з моменту надходження в ЦДК ЕМ сигналів про спрацювання РЗА та відповідних КА. Після попереднього оброблення інформації визначаються множина «підозрюваних» елементів ЕМ та пріоритетність їх розгляду. Наступні дії пов'язані з моделюванням варіантів функціонування РЗА та відповідних КА, які можуть виникати при пошкодженні чергового (враховуючи пріоритетність розгляду) «підозрюваного» елемента ЕМ. Цим процесом керують наведені в табл. 1.2 метаправила.

Залежно від можливих відношень між множинами подій, відображених в B і змодельованих відповідно до гіпотези, на кожному кроці пошуку обирається його напрямок (моделюється або відмова РЗ, або відмова КА, або гіпотеза приймається як «кандидат у домінуючі гіпотези», або завершується генерування гіпотез, пов'язаних з даним «підозрюваним» елементом ЕМ, або здійснюється перехід до генерування гіпотез, пов'язаних з іншим «підозрюваним» елементом, або завершується пошук розв'язку). Цей процес збігається до розв'язку, якщо в БЗ представлено усі можливі випадки функціонування РЗА, а БД містить необхідні дані щодо пристроїв РЗА, встановлених в ЕМ (у граничному випадку – найпесимістичнішому – тривалість процесу пошуку обмежується тривалістю процесу перебору множини станів ЕМ, яка пропорційна потужності множини «підозрюваних» елементів K). У зв'язку з цим слід звернути увагу на те, що у разі відмов ЗПП виникає неповнота інформації, за якої для декількох гіпотез (з числа тих, що генеруються) можуть мати місце відношення, що ілюструються на рис. 1.8 б), обумовлюючи неоднозначність розв'язку. Тому кожна з таких гіпотез приймається як «кандидат у домінуючі гіпотези», а для визначення достовірної гіпотези враховується як потужність підмножини $Q = H \setminus B$ (чим вона менша, тим більше підстав для прийняття гіпотези як домінуючої, оскільки це відповідає меншій кількості відмов ЗПП), так і додаткова експертна інформація.

Оскільки в «погашеному» (знеструмленому) районі (частині) ЕМ кількість елементів, які гіпотетично можуть бути пошкоджені (і пошкодження кожного з таких «підозрюваних» елементів могло викликати послідовність подій, про які свідчать дискретні сигнали, що надійшли до ЦДК ЕМ), є досить великою, то потрібен ефективний механізм попереднього відбору тільки тих елементів, які дійсно

можуть бути пошкоджені, тим самим різко зменшуючи простір пошуку розв'язку другої задачі, тобто зменшуючи кількість гіпотез, що підлягають верифікації.

Потужність множини гіпотез буде принципово зменшено, якщо використати інший підхід до розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ, який відрізняється від розглянутих (однак подання процесу розв'язання цієї задачі у вигляді двох складових – генерування та верифікації гіпотез – зберігається). Слід зазначити, що, незважаючи на явно виражений логічний характер задачі оперативного аналізу ПАС ЕМ, широкому використанню так званих логічних експертних систем для її розв'язання заважає, насамперед, залежність БЗ від особливостей конкретних ЕМ, пов'язаних з їхньою топологією. Викладений нижче підхід, який умовно назовемо логіко-структурним [87], позбавлений вказаного недоліку. Він орієнтований на оперативне розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ засобами інтегрованої СПДІР ЕМ, передбачаючи можливість використання інформації, що стосується пристроїв РЗА, КА та топології ЕМ, а також й іншими засобами зазначеної системи.

1.3.4. Використання логіко-структурного підходу до розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ

Наведемо загальні положення логіко-структурного підходу, починаючи з особливостей подання елементів ЕМ, РЗА та КА для розв'язання даної задачі.

1. Електрична мережа подається елементами, серед яких виділяємо лінії (трансформатори), шини, КА, пристрої РЗА (далі – РЗА чи РЗ). Поняття елемента ЕМ (лінії, трансформатора, шин), що захищається, використовуємо в контексті зон захисту РЗ. Визначення місця пошкодження ЕМ здійснюватимемо з точністю до елемента ЕМ, тобто топологія простору пошуку розв'язку задачі залишається, як і раніше, дискретною.

2. Усі РЗ, які використовують в ЕМ, поділимо на основні (РЗ-о) та резервні РЗ. Останні поділимо на РЗ ближнього (РЗ-б) та дальнього (РЗ-д) резервування. Для локалізації місця пошкодження встановлюються основний РЗ (РЗ-о) та резервний РЗ (РЗ-б). Обидва РЗ (РЗ-о та РЗ-б) намагаються виконувати незалежними один від одного, зокрема приєднуючи їх до окремих вимірювальних транс-

форматорів. Крім того, РЗ розділимо на захисти ліній (РЗЛ) та захисти шин (РЗШ), але враховуємо, що РЗЛ захищають усі елементи, що входять до їхніх зон захисту, включаючи шини.

3. Для кожного елемента ЕМ передбачатимемо наявність, принаймні, двох «персональних» захистів – РЗ-о та РЗ-б: у разі відмови РЗ-о захист елемента ЕМ має забезпечуватися РЗ-б. Для більшої «прозорості» подальшого викладу вважатимемо, що РЗ-б виконано спрощеними із зоною резервування, що охоплює лише захищений «свій» елемент ЕМ (але оскільки РЗ-б ліній налагоджують так, щоб дальні шини, до яких приєднана «своя» лінія, теж завжди захищалися, то за замовчуванням вважатимемо, що окрім «своєї» лінії зазначені шини також завжди захищаються відповідним РЗ-б). Наприклад, в мережах напругою 110 кВ як РЗ-о ліній використовують переважно дистанційний або диференціальний захист, а як РЗ-б часто використовують максимальний струмовий направлений РЗ.

4. Усі елементи ЕМ повинні також захищатися РЗ-д – РЗ елементів, що суміжні з пошкодженим (наприклад, роль РЗ-д по відношенню до пошкодженого елемента ЕМ виконують, зазвичай, другі-треті ступені РЗ-о суміжних ліній, якщо пошкоджений елемент ЕМ входить до зони захисту зазначених РЗ).

5. Якщо РЗЛ складається з двох напівкомплектів, які встановлюють з обох кінців лінії, то кожен з них подається як незалежний РЗЛ.

6. З огляду на можливі відмови вимикачів (КА), в окремих випадках (коли далеке резервування за допомогою РЗ-д супроводжується відімкненням великої кількості елементів під час локалізації місця пошкодження або ж у випадках, коли необхідна чутливість РЗ-д не забезпечується через значний струм підживлення між місцем встановлення РЗ-д і місцем пошкодження) використовуються пристрої резервування у разі відмови вимикачів (ПРВВ). Тому крім використання далекого резервування за допомогою РЗ-д, що встановлюються на протилежних кінцях ліній, суміжних з пошкодженим елементом, передбачаємо можливість використання ПРВВ (складність оперативних електричних кіл ПРВВ та їх зв'язок із захистами ряду елементів, а також відімкнення при спрацьовуванні ПРВВ, зазвичай, великої кількості вимикачів обумовлює потребу спеціального обґрунтування застосування ПРВВ у кожному конкретному випадку). Зауважимо, що логіко-структурний підхід дає

зможу враховувати також додаткове далеке резервування крім ПРВВ: якщо мала місце відмова одного або декількох вимикачів, на спрацьовування яких діє ПРВВ, то їх відмову можна резервувати за допомогою відповідних РЗ-д (у порівнянні з якими успішне застосування ПРВВ було б ефективнішим).

7. Вважаємо, що місце (чи місця) пошкодження в ЕМ локалізується (локалізуються) дією РЗ (і відповідних КА, на які діють ці РЗ) – РЗШ, РЗ-о, РЗ-б, РЗ-д або їх спільними «зусиллями» (залежно від конкретних відмов функціонування РЗ та КА).

8. Урахування вихідного стану елементів ЕМ, КА, РЗА здійснюється на попередньому етапі аналізу: «в роботі» або «виведений» (наприклад, якщо РЗ «виведений» – його функціонування не аналізується, інакше, без урахування вихідного стану РЗ, може бути отримано логічний висновок про відмову РЗ). Тому вже при безпосередньому розв'язанні задачі аналізу ПАС ЕМ використовуються тільки елементи ЕМ, РЗ і КА, що знаходилися в роботі на момент часу, що передував пошкодженню ЕМ.

9. При поданні РЗ також враховуються:

9.1. Основний елемент, що захищається (наприклад, якщо як РЗЛ використовується дистанційний захист, то основний елемент, що захищається, входить до його 1-2-ї зони захисту, а для РЗШ основний елемент, що захищається, – це шини).

9.2. Вимикач (КА) чи вимикачі (для РЗШ), на який (які) діє РЗА.

9.3. Зони захисту представляються елементами, які «входять» до цих зон.

10. У поданні вимикача (КА) враховується також ознака дії на нього ПРВВ.

Будемо вважати, що РЗЛ у загальному випадку може мати кілька ступенів захисту: у більшості випадків – три ступені, рідше використовують чотири ступені (практично можливий випадок додавання ще одного ступеня дистанційних захистів), а у впроваджуваних в ЕМ пристроях REL650 фірми АВВ, як і у пристроях 7SA522 фірми Siemens, передбачено п'ять ступенів дистанційних захистів). Будемо вважати, що до першої зони захисту РЗ-о ліній входить частина «своєї» захищеної лінії (іноді до 90 % від її довжини у разі дистанційних РЗ), а до другої зони – решта лінії, а також шини її протилежного (по відношенню до місця встановлення даного РЗ-о) кінця з «охопленням» за шинами частини електричних

приєднань, відносно яких розглянутий РЗ-о виконуватиме роль РЗ-д. Зазначимо, що такі вихідні положення логіко-структурного підходу не є жорсткими: налагодження конкретних РЗ і особливості топології ЕМ може бути враховано під час формування відповідної інформаційної структури, яка відтворює усі необхідні (для розв'язання задачі оперативного аналізу ПАС ЕМ) відношення, що існують між РЗА, КА, елементами ЕМ.

З огляду на можливі варіанти топології ЕМ і використання РЗ така структура повинна забезпечити інваріантність засобів розв'язання цієї задачі до зазначених особливостей ЕМ. Варіант такої структури може бути подано у вигляді декількох таблиць. У СПДПР ЕМ використовуються два види подання інформації: подання на «зовнішньому» рівні, тобто на рівні персоналу, що готує інформацію, і «внутрішнє» – подання на рівні взаємодії засобів СПДПР ЕМ, яке є результатом автоматичного «переформатування» таблиць і переходом від технологічних найменувань (ідентифікаторів) елементів ЕМ, РЗА та КА до адресних посилань, тим самим забезпечуючи можливість швидкого доступу до інформації та раціонального використання пам'яті.

На відміну від відомих підходів до формування БЗ логічних експертних систем, орієнтованих на розв'язання таких задач, тут зникає потреба формування БЗ з урахуванням топологічних особливостей ЕМ, оскільки таку інформацію містить зазначена вище інформаційна структура.

Наведемо **приклад відтворення в таблицях інформаційної структури відношень, необхідних для розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ**, обмежившись ілюстративним фрагментом узагальненої граф-схеми ЕМ, представленим рис. 1.9, де в прямокутниках зазначено ідентифікатори встановлених РЗШ та РЗЛ (у верхній частині прямокутника – РЗ-о, а в нижній – РЗ-б). Найменування ліній ЕМ позначено символом «Л» (з нижнім індексом), а шин – двома символами (через дефіс), один з яких – «Ш». Найменування вимикачів позначено символом «В» з відповідним номером або символом.

Початкове формування зазначеної структури у вигляді таблиць відбувається на підготовчому етапі (в *off-line* режимі) з використанням інструментальних засобів графічного інтерфейсу СПДПР ЕМ, після чого здійснюється перехід до їхнього «внутріш-

нього» подання. Коригування відношень (вмісту таблиць інформаційної структури) відбувається у разі потреби – залежно від змін в ЕМ, а під час розв’язання задачі засобами СПДПР ЕМ сформовані таблиці («внутрішнє» подання) лише використовуються.

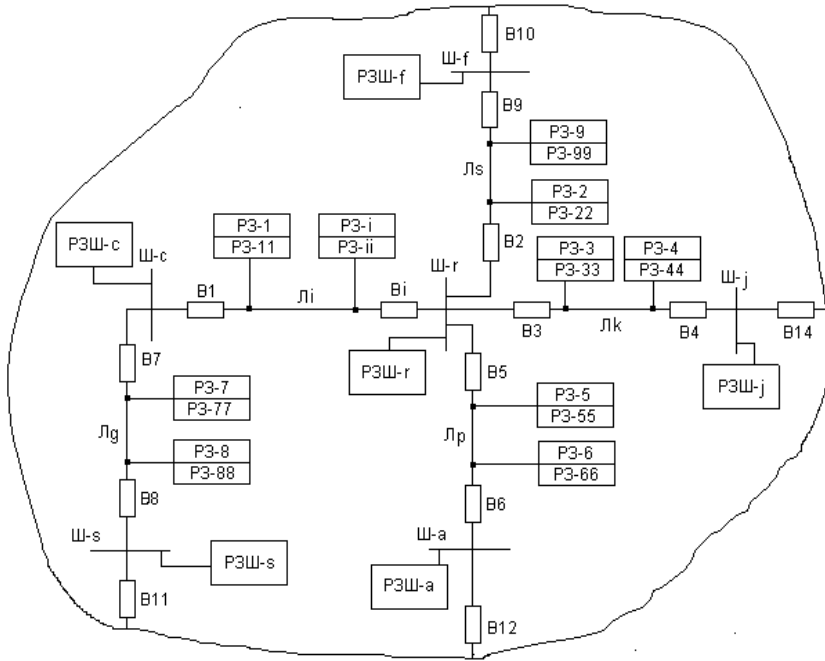


Рис. 1.9 Фрагмент схеми ЕМ

Табл. 1.3–1.5 містять подання відношень між елементами даного фрагмента ЕМ і відповідними пристроями РЗА та КА. В табл. 1.3 використано позначення **N-a** – номер кортежу (а фактично його відносна адреса в таблиці), що формується автоматично.

Домен **Елемент ЕМ** містить найменування (диспетчерські номери) ліній та шин, які в табл. 1.3 можуть розташовуватися в довільному порядку.

Складені домени **РЗ-і** містять інформацію про зони захисту кожного РЗЛ з використанням таких позначень:

S – ознака (може набувати значення **m** або **r**), що вказує на «статус» РЗЛ по відношенню до даного елемента ЕМ (елемента да-

Таблиця 1.3

Приклад подання відношень між елементами ЕМ, РЗ, КА

N-a	Елемент ЕМ	РЗ-1			...	РЗ-2			РЗ-4			РЗ-11			РЗ-12			РЗ-6				
		S	1z	2z		3z	S	1z	2z	3z	S	1z	2z	3z	S	1z	2z	3z	S	1z	2z	3z
1	Л-4	m	B1	B1																		
2	Л-к		B3	B3																	B3	B3
3	Л-р			B3																	B6	B6
4	Л-г																					
5	Л-с			B2																		
...	...																					
n-2	Ш-с																					
n-1	Ш-і																					
n	Ш-г																					

ного кортежу), тобто вказується роль РЗ у захисті конкретного елемента ЕМ: якщо $S = m$ – це РЗ-о даної лінії, а якщо $S = r$ – це РЗ-б, в інших випадках значення ознаки не використовується (відсутнє);

1z, 2z, 3z – номери зон захисту РЗЛ (для ілюстрації обмежимося трьома); якщо елемент ЕМ (лінія або шини), найменування якого є елементом домену **Елемент ЕМ** і відноситься до конкретного кортежу, входить у будь-які з зон захисту даного РЗЛ, то у відповідних позиціях (елементах цього кортежу) вказуються КА, на які діє РЗ-о цього елемента ЕМ, тобто тут можливі два варіанти:

1) якщо розглянутий РЗ для даного елемента ЕМ – це РЗ-о або РЗ-б (ознака **S** набуває значення **m** або **r**), то в позиції, що відноситься до відповідної зони захисту (**1z, 2z**), вказується найменування (диспетчерський номер) вимикача (після переходу до «внутрішнього» подання замінюється адресним покажчиком кортежу цього вимикача з табл. 1.5), на який діє розглянутий РЗ;

2) якщо для такого РЗ в даному кортежі значення ознаки **S** (**m** або **r**) відсутні, але елемент ЕМ цього кортежу входить до зон захисту (**2z, 3z** чи лише **3z**) розглянутого РЗ, то вказується вимикач, на який діє РЗ-о даного захищеного елемента ЕМ і через який (у разі його відмови) міг би протікати з боку місця встановлення даного РЗ струм підживлення короткого замикання на розглянутому захищеному елементі ЕМ.

Існуючі відношення між шинами та РЗ відображено в табл. 1.4: свідченням того, що розглянутий РЗШ захищає шини, є ненульове значення відповідного елемента табл. 1.4. У цьому випадку **N-a** відповідає відносній адресі шин, зазначених в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Відношення між шинами та РЗ

N-a	Шини	РЗШ-a	РЗШ-f	РЗШ-c	РЗШ-j	...	РЗШ-s	РЗШ-r
k	Ш-f		1			...		
j	Ш-a	1				...		
m	Ш-s						1	
...
n-2	Ш-c			1		...		
n-1	Ш-j				1	...		
n	Ш-r							1

У табл. 1.5 представлено відношення між пристроями РЗ: якщо РЗ діє на КА, то відповідний елемент табл. 1.5 не дорівнює нулю. Тут також вказується (для врахування при переході до «внутрішнього» подання інформації) ознака **Fa**, нульове значення якої свідчить про наявність аварійного сигналу про спрацювання КА, а також ознака (**ПРВВ**) наявності ПРВВ для даного КА. Для кожного КА, відмова якого викликає дію ПРВВ, додатково формується структура, яка містить інформацію про кількість вимикачів, на які діє ПРВВ, та її перелік. Аналогічно домену **КА**, який містить адреси КА, на які діє РЗ, домен **КА_пкл** містить адреси КА, встановлених на протилежних кінцях ліній.

З урахуванням викладеного розглянемо логічну послідовність появи подій (тут з огляду на дискретну топологію цієї задачі під кожною подією будемо розуміти кожне спрацювання РЗ і кожне спрацювання КА). Вважатимемо, що вже висунуто гіпотезу щодо пошкодженого елемента ЕМ (можливе пошкодження і декількох елементів ЕМ, але як «підозрюваний» спочатку визначається один, який має для цього найбільше підстав. Значення сигналів, одержаних в ЦДК ЕМ, будемо подавати у двійковому коді: 1 – поява події, 0 – її відсутність. Нагадаємо, що у ряді випадків «відмова» пристрою (РЗ або КА) насправді такою не є, а обумовлюється відмовою ЗПІ, тому далі стисло будемо називати «відмовивши» (у лапках) пристрій (РЗ або КА), спрацювання якого прямо не підтверджується відповідним дискретним сигналом.

Розглянемо випадки, коли «підозрюваними» елементами ЕМ по черзі є лінія та шини.

«Підозрюваний» елемент – лінія. В результаті спрацювання РЗ та відповідних КА має забезпечуватися локалізація пошкодженої лінії з обох боків, тому аналіз повинен виконуватися для кожного кінця «підозрюваної» лінії.

У табл. 1.6–1.10 наведено можливі варіанти значень сигналів, що можуть надходити в ЦДК ЕМ і свідчити про функціонування РЗ-о, РЗ-б та КА (тут КА – це КА, на який діють зазначені в цій же таблиці РЗ (далі для стислості будемо використовувати «його КА» чи «їхні КА» – залежно від того, про один чи декілька РЗ йтиметься).

Таблиця 1.5

Приклад відношень між пристроями РЗ та КА

N-а	КА	КА_пкл	ПРВВ	Фа	РЗ-1	РЗ-2	...	РЗ-і	РЗ-11	РЗ-4	РЗ-ii	...	РЗ-б	...	РЗШ-а	...	РЗШ-с	РЗШ-г
1	B1	B4			1		...		1				1	1	
2	B5	B6					1
3	B3	B4					1
4	B2	B9				1	1
5	B7	B8							1	
...
...			1	
s	B4	B3					
t	B6	B5					
u	B4	B1					1

Таблиця 1.6

Можливі варіанти значень сигналів

Пристрій	№ варіанта					
	1	2	3	4	5	6
РЗ-о	1	0	0	1	0	0
РЗ-б	0	1	0	0	1	0
КА	1	1	1	0	0	0

Розглянемо можливі варіанти значень одержуваних в ЦДК ЕМ аварійних сигналів, що відображають події, обумовлені пошкодженням лінії і відносяться до функціонування РЗ і КА, встановлених на одному із її кінців. Надамо інтерпретацію кожному з варіантів, представлених у табл. 1.6: **1** – спрацювали РЗ-о та його КА; **2** – відмовив РЗ-о, спрацював РЗ-б і від його дії спрацював КА; **3** – спрацював РЗ-о або РЗ-б (якщо відмовив РЗ-о), але була відмова ЗПІ про роботу РЗ, від дії якого спрацював КА; **4** – спрацював РЗ-о, але була або відмова КА, або відмова ЗПІ про спрацьовування КА; **5** – відмова РЗ-о, спрацював РЗ-б, але була або відмова КА, або відмова ЗПІ про спрацьовування КА; **6** – відсутня інформація про роботу пристроїв, що може обумовлюватися: хибною гіпотезою («підозрювана» лінія не пошкоджена) або відмовою ЗПІ про роботу РЗ-о чи РЗ-б та відмовою КА або відмовою ЗПІ про роботу РЗ-о чи РЗ-б і відмовою ЗПІ про спрацьовування КА або відмовою РЗ-о і відмовою РЗ-б.

З шести розглянутих варіантів перші три свідчать про локалізацію пошкодження (з боку розглянутого кінця «підозрюваної» лінії), у той час як наступні три (4-, 5- та 6-й) потребують продовження аналізу та відповідної інтерпретації. Припустімо, що для КА розглянутої «підозрюваної» лінії (табл. 1.6) ПРВВ не використовується (випадок використання ПРВВ розглянемо нижче). У цьому разі для аналізу необхідно залучити одержувані в ЦДК ЕМ сигнали про функціонування відповідних РЗ-д (по відношенню до «підозрюваної» лінії) та їхніх КА. Залежно від топології ЕМ для «підозрюваної» лінії можуть бути кілька таких РЗ-д, кожен з яких у даному випадку повинен брати участь у локалізації пошкодження.

Можливі варіанти значень сигналів, що надходять від ЗПІ і стосуються функціонування кожного з цих РЗ-д та їхніх КА, наведено в табл. 1.7.

Таблиця 1.7

Можливі варіанти значень сигналів, що стосуються функціонування РЗ-д та їхніх КА

Пристрій	№ варіанта			
	1	2	3	4
РЗ-д	1	0	1	0
КА	1	1	0	0

Надамо інтерпретацію цим варіантам: **1** – спрацювали РЗ-д та його КА; **2** – спрацювали РЗ-д та його КА, але була відмова ЗПІ про спрацювання цього РЗ-д; **3** – спрацював РЗ-д, але або була відмова ЗПІ про спрацювання відповідного КА, або ж була відмова самого КА (згідно з п. 7 загальних положень логіко-структурного підходу, пошкодження ЕМ має бути локалізовано дією РЗ, а оскільки у даному прикладі кількість зон захисту пристроїв РЗ обмежили трьома, то слід вважати, що була відмова ЗПІ про спрацювання відповідного КА); **4** – РЗ-д не функціонував, тому у поєднанні з 4- або 5-м варіантами табл. 1.6 це свідчить про відмову ЗПІ щодо спрацювання КА, на який діє РЗ-о «підозрюваної» лінії, у той час як у поєднанні з 6-м варіантом слід зробити висновок про те, що гіпотеза про пошкодження «підозрюваної» лінії є хибною (інакше повинен робитися висновок про відмову усіх РЗ, що захищають «підозрювану» лінію, або про відмову усіх ЗПІ стосовно функціонування РЗ та їхніх КА, що практично нереально). Оскільки для кожного кінця «підозрюваної» лінії кількість РЗ-д, які повинні її захищати, залежить від топології ЕМ, то цим буде визначатися і кількість можливих варіантів табл. 1.7 для кожного з тих варіантів табл. 1.6 (4-, 5- або 6-го), що обумовлюють потребу подальшого аналізу. Якщо у разі 6-го варіанту табл. 1.6 виявиться, що хоча б для одного РЗ-д має місце варіант 4 табл. 1.7, то робиться висновок про те, що пошкоджено інший елемент ЕМ, а згенерована гіпотеза щодо «підозрюваної» лінії є хибною.

Тепер повернімося до питання про використання ПРВВ і припустимо, що для КА розглянутої «підозрюваної» лінії (табл. 1.6) використовується ПРВВ. Тоді у разі 4-, 5- або 6-го варіанта табл. 1.6 для аналізу необхідно залучити надійшовші в ЦДК ЕМ сигнали про спрацювання КА, на які діє ПРВВ (раніше зазначалося, що для вимикачів (КА) з ПРВВ формується структура, яка містить інформацію про КА, на які діє ПРВВ у разі відмови відповідного вимикача (КА), який резервується ПРВВ).

Наявність сигналів про спрацювання таких КА, на які діє ПРВВ, свідчить про те, що у разі 4- або 5-го варіанта табл. 1.6 дійсно була відмова КА, який резервується ПРВВ, а у разі 6-го варіанта була відмова ЗПІ про спрацювання РЗ-о, однак його КА відмовив, подальше ж функціонування ПРВВ забезпечило локалізацію «підозрюваної» лінії. Проілюструємо це на прикладі схеми фрагмента ЕМ напругою 110 кВ, представленої на рис. 1.10 (у прямокутниках, як і на рис. 1.9, вказано ідентифікатори РЗ, але тут їх зазначено лише для РЗ-о ліній).

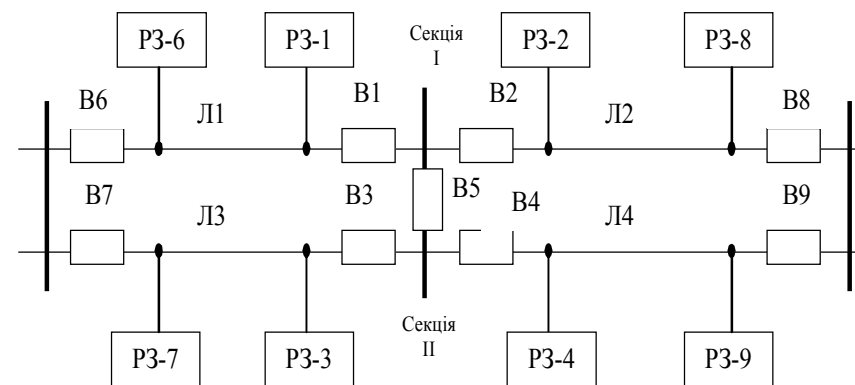


Рис. 1.10. Фрагмент схеми ЕМ

Припустимо, що для одиночної секціонованої системи шин електричної підстанції використовується спрощений ПРВВ (з дією на вимкнення даної секції у разі короткого замикання на одній із ліній, що відходять від цієї секції, що супроводжується відмовою вимикача лінії з боку шин, що розглядаються). Наприклад, при ви-

никненні короткого замикання на Л2 (див. рис. 1.10) повинні спрацювати РЗ-2 та РЗ-8, діючи на вимкнення В2 та В8. У разі відмови вимикача В2 дією ПРВВ повинні вимкнутися В1 і В5 з локалізацією секції І. Тому згадана раніше інформаційна структура, яка містить інформацію про вимикачі, на які діє ПРВВ у разі відмови відповідного вимикача (резервованого ПРВВ), для випадку, що розглядається, (відмови В2) буде являти собою список, що містить три елементи – число вимикачів, на які діє ПРВВ, і найменування (ідентифікатори) цих вимикачів: 2, В5, В1 (при переході до «внутрішнього» подання замість найменувань використовуються адресні посилання). Аналогічні списки формуються (далі наводяться в дужках) для В1 (2, В5, В2), В3 (2, В5, В4) та В4 (2, В5, В3). За наявності сигналів про спрацювання вимикачів, зазначених у відповідному списку, робиться висновок про відмову вимикача (резервованого ПРВВ) у разі 4-, 5- або 6-го варіантів табл. 1.6. Якщо ж значення сигналів не підтверджують спрацювання вимикачів, на які діє ПРВВ, і «підозрювана» лінія з розглянутого кінця не захищається РЗ-д, то а) у разі 4- або 5-го варіанту табл. 1.6 є підстави вважати, що КА, на який діяв РЗ (табл. 1.6), відімкнув лінію, але внаслідок відмови ЗПІ не одержано інформацію щодо його спрацювання; б) у разі 6-го варіанту табл. 1.6 є підстави вважати, що гіпотеза про пошкодження «підозрюваної» лінії хибна.

Слід зазначити, що можливий варіант реалізації ПРВВ для тих же розглянутих умов (рис. 1.10), але з дією ПРВВ лише на вимкнення секційного вимикача. У разі такої реалізації передбачається, що після вимкнення секційного вимикача захист, встановлений на протилежному кінці лінії, суміжної з пошкодженою, тобто РЗ-д, має достатню чутливість для функціонування і що витримка часу зазначеного РЗ-д прийнятна при резервуванні відмови вимикача.

У разі такої реалізації ПРВВ продовження аналізу у разі 4-, 5- або 6-го варіантів, наведених в табл. 1.6, полягає у перевірці наявності сигналу про вимкнення секційного вимикача з подальшим аналізом спрацювання усіх РЗ-д, що захищають «підозрювану» лінію (цей аналіз виконується аналогічно раніше розглянутому аналізу варіантів, наведених у табл. 1.6).

Якщо припустити, що крім ПРВВ може передбачатися також і далеке резервування «підозрюваної» лінії (наприклад, третіми ступенями РЗ суміжних ліній) на випадок відмови (одного або декі-

лькох) вимикачів, на які діє ПРВВ, то процедура аналізу цього випадку також формалізується і зводиться до розглянутого аналізу спрацювання РЗ-д (табл. 1.7), встановлених на тих суміжних з «підозрюваною» лініях, де знаходяться вимикачі, на які діє ПРВВ і які відмовили.

Отже, процедура встановлення факту пошкодження «підозрюваної» лінії досить просто формалізується і реалізується на базі використання попередньо сформованих таблиць інформаційної структури, що забезпечують виконання логічного аналізу можливих варіантів значень сигналів, що надійшли в ЦДК ЕМ, про функціонування РЗ та КА.

«Підозрюваний» елемент – шини. У цьому випадку кожному із двох можливих значень сигналу (1 чи 0), за якими робиться висновок стосовно функціонування РЗШ, може відповідати одне з двох значень сигналу (1 або 0) про спрацювання *кожного* КА, на який діє РЗШ. З огляду на це можливі варіанти значень сигналів, що надійшли в ЦДК ЕМ, наведено в табл. 1.8.

Таблиця 1.8

Можливі варіанти значень сигналів про функціонування РЗШ і КА

Пристрій	№ варіанта			
	1	2	3	4
РЗШ	1	0	1	0
АКА	1	1	0	0

У табл. 1.8 використовується позначення АКА для результату кон'юнкції усіх сигналів про функціонування КА, на які діє РЗШ (далі для стислості – «КА РЗШ» та «КА РЗ» або «РЗ та їхні КА»). Надамо інтерпретацію варіантів значень сигналів, представлених у табл. 1.8: **1** – спрацював РЗШ і спрацювали усі його КА; **2** – спрацював РЗШ (але була відмова ЗПІ з втратою цієї інформації) і спрацювали усі його КА; **3** – спрацював РЗШ, але була або відмова його КА (принаймні, одного), або відмова ЗПІ про спрацювання цих «відмовивших» КА; **4** – для цього варіанта можливі такі інтерпретації: а) відмовив РЗШ, при цьому і кількість сигналів, які свідчать про те, що КА, на які діє РЗШ, не функціонували, має бути рівним

(або близьким) до кількості усіх КА РЗШ (якщо серед зазначених КА і є один-два спрацювали, то їх вимкнення може бути обумовлено функціонуванням інших РЗ, що реагують на інші пошкодження в ЕМ); б) була відмова ЗПІ про функціонування РЗШ і відмова хоча б одного його КА; в) відмова ЗПІ про роботу РЗШ і його КА; г) розглянута гіпотеза хибна – «підозрювані» шини не пошкоджені (остання інтерпретація має найбільше підстав для прийняття, особливо у разі, коли кількість «відмовивших» КА не менше від кількості спрацювалих, а серед спрацювалих КА, якщо йдеться про подвійну систему шин, немає шиноз'єднувального вимикача).

З наведеного ясно, що 1-, 2- і 3-й варіанти підтверджують розглянуту гіпотезу про пошкодження шин. Але 3-й варіант не дає відповіді на питання «яким чином локалізовано місце пошкодження?», у той час як 4-й варіант ставить під сумнів сам факт пошкодження шин. Тому для розв'язання задачі подальшого аналізу потребують 3- і 4-й варіанти.

Спочатку розглянемо випадок, коли ПРВВ не використовується. Тоді, виходячи із 3-го варіанта табл. 1.8, потрібен аналіз функціонування усіх тих РЗ (і їхніх КА), у 2-у зону захисту яких входять «відмовивші» КА РЗШ та самі «підозрювані» шини. До таких РЗ належать РЗ-о та РЗ-б протилежного кінця лінії (по відношенню до «відмовивших» КА); далі в табл. 1.9 такі РЗ позначимо через РЗ-об: у даному випадку не так важливо, який РЗ спрацює (РЗ-о чи РЗ-б), захищаючи «підозрювані» шини. Наприклад, якщо «підозрювані» шини – Ш-г (рис. 1.9), а «відмовив» КА (на який діє РЗШ шин Ш-г) – Ві, то таким РЗ-об може бути як РЗ-1, так і РЗ-11.

У табл. 1.9 наведено для кожного з таких «відмовивших» КА можливі варіанти значень сигналів, які свідчать про функціонування РЗ-об та його КА.

Таблиця 1.9

Варіанти значень сигналів про функціонування РЗ-об та його КА

Пристрій	№ варіанта			
	1	2	3	4
РЗ-об	1	0	1	0
КА	1	1	0	0

Надамо інтерпретацію зазначених варіантів: **1** – спрацювали РЗ-об та його КА; **2** – спрацювали РЗ-об та його КА, але була відмова ЗПІ про спрацювання РЗ-об; **3** – спрацював РЗ-об, але була відмова його КА, або відмова ЗПІ про спрацювання цього КА; **4** – для цього варіанта можливі такі інтерпретації подій: а) відмова функціонування як РЗ-о, так і РЗ-б; б) відмова ЗПІ про функціонування РЗ-об та відмова КА РЗ-об; в) відмова ЗПІ про функціонування РЗ-об та спрацювання його КА; г) функціонування РЗ-об нічим не обумовлювалося, а це значить, що або «відмовивший» КА РЗШ «підозрюваних» шин у дійсності спрацював (але була відмова ЗПІ про його спрацювання), або ж гіпотеза хибна («підозрювані» шини не пошкоджені).

З наведеної інтерпретації варіантів значень сигналів ясно, що якщо мав місце варіант 3 табл. 1.8, то перші три варіанти табл. 1.9 свідчать про те, що «підозрювані» шини пошкоджені. Причому, якщо мають місце варіанти 1- або 2-й табл. 1.9, то локалізація пошкодження з боку лінії з РЗ-об вже забезпечується, а у разі 3-го варіанта ще залишається неясно, чи була відмова КА, чи була відмова ЗПІ про спрацювання КА, на який діє РЗ-об. Якщо була відмова КА, то це повинно підтвердитися подальшим аналізом функціонування усіх тих РЗ-д та їхніх КА, які можуть перервати шлях, який зберігся, для струму підживлення місця пошкодження. До 3-ї зони захисту таких РЗ-д входить «відмовивший» КА РЗШ (захищається разом з «підозрюваними» шинами), а до 2-ї зони захисту входить вже «відмовивший» КА, на який діє РЗ-об (до 2-ї зони захисту РЗ-об, у свою чергу, входять розглядувані «відмовивший» КА та «підозрювані» шини). Якщо відмова КА РЗ-об (варіант 3 табл. 1.9) не підтверджується, то робиться висновок про відмову ЗПІ з втратою інформації про спрацювання зазначеного КА.

Наприклад, у разі «підозрюваних» шин Ш_і (рис. 1.9) та «відмовивших» В4 (після дії РЗШ-_і) та В3 (після дії РЗ-об – РЗ-3 чи РЗ-33), як зазначені РЗ-д слід розглядати РЗ-1, РЗ-6 та РЗ-9.

Що ж стосується 4-го варіанта табл. 1.9, то тут, як і у випадку 3-го варіанта, відмова КА РЗШ і подальша відмова РЗ-об, що захищає «підозрювані» шини другим ступенем захисту, або відмова його КА можуть бути виявлені під час аналізу варіантів значень сигналів функціонування РЗ-д і його КА (кожен «відмовивший» КА РЗШ знаходиться у 3-й зоні захисту такої РЗ-д, а відповідна кіль-

кість РЗ-д, як було показано вище, використовуючи рис. 1.9, залежить від топології ЕМ). Зазначені варіанти значень сигналів про спрацьовування РЗ-д та їхніх КА наведено в табл. 1.10.

Таблиця 1.10

Варіанти значень сигналів про спрацьовування РЗ-д та їхніх КА

Пристрій	№ варіанта			
	1	2	3	4
РЗ-д	1	0	1	0
КА	1	1	0	0

Надамо інтерпретацію наведених в табл. 1.10 варіантів: **1** – спрацювали РЗ-д та його КА; **2** – спрацювали РЗ-д та його КА, але була відмова ЗПІ про функціонування РЗ-д; **3** – спрацював РЗ-д, але була або відмова його КА, або була відмова ЗПІ про спрацьовування цього КА; **4** – тут можливі такі інтерпретації: відмовив РЗ-д *або* була відмова ЗПІ про функціонування РЗ-д та відмовив його КА *або* була відмова ЗПІ про функціонування РЗ-д та спрацьовування його КА *або* гіпотеза хибна.

Такий аналіз виконується для кожного РЗ-д, що захищає третім ступенем захисту «підозрювані» шини (потрібна інформація на рівні «зовнішнього» подання міститься в табл. 1.3 та 1.5), за умови, що шлях підживлення місця пошкодження («підозрюваних» шин) проходить від місця встановлення такого РЗ-д через «відмовивший» КА РЗ-об (табл. 1.9) і через «відмовивший» КА РЗШ.

Тепер повернімося до питання про використання ПРВВ у разі відмови вимикача, на який діє РЗШ. Припустимо, що при пошкодженні «підозрюваних» шин і відмови КА РЗШ має спрацювати ПРВВ. За цих умов аналіз варіантів значень сигналів (табл. 1.8) буде відрізнятися від наведеного аналізу (без використання ПРВВ) лише тим, що за припущення про відмову КА РЗШ (резервуємого ПРВВ) слід аналізувати значення сигналів про спрацьовування КА, на які діє ПРВВ (як і у разі відмови КА, встановленого на «підозрюваній» лінії). Якщо усі КА, на які діє ПРВВ, спрацювали, то гіпотеза про пошкодження «підозрюваних» шин підтверджується і

аналіз завершується, а якщо є «відмовивші» КА, то подальший аналіз виконується з метою встановлення факта локалізації «підозрюваних» шин з боку кожного «відмовившого» КА, аналогічно розглянутому вище аналізу (без ПРВВ).

Слід зазначити, що як у разі використання ПРВВ, так і без них, аналізом одержаних сигналів про функціонування РЗ-д та їхніх КА вичерпується «глибина» аналізу можливих варіантів. Якби потрібно було лише визначити елемент (елементи) ЕМ, де виникло (виникли) пошкодження (без інтерпретації надійшовших в ЦДК ЕМ аварійних сигналів), то у разі, наприклад, варіантів 1-3 табл. 1.9, які стосуються дії усіх РЗ-об та їхніх КА, що захищають і «відмовивші» КА, можна було б зробити висновок, що гіпотезу про пошкодження «підозрюваних» шин не спростовано, оскільки одержані сигнали про функціонування РЗ та / або КА свідчать про спробу локалізації «підозрюваних» шин (існуюча невизначеність щодо спрацьовування КА у варіанті 3 табл. 1.9 свідчить лише про спробу локалізації місця пошкодження). Разом з тим, обмежившись лише аналізом варіантів табл. 1.8 (наприклад, якщо склад сигналів відповідає варіанту 3), без залучення до аналізу даних табл. 1.9 (і навіть табл. 1.10) розв'язати задачу інтерпретації аварійних сигналів (а у разі варіанта 4 табл. 1.8 – і задачу визначення пошкодженого елемента) неможливо.

Для розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ з інтерпретацією значень усіх сигналів про спрацьовування РЗ і КА та з визначенням пошкодженого (пошкоджених) елемента (елементів) ЕМ слід аналізувати можливі варіанти розвитку подій з вичерпною (щодо розвитку подій) «глибиною». Саме ця можлива багатоваріантність, що обумовлюється топологічними особливостями ЕМ, потребує пошуку ефективних рішень під час реалізації логічних експертних систем. У той же час особливості різних ЕМ легко враховуються і задача аналізу ПАС ЕМ досить просто формалізується з використанням інформаційної структури логіко-структурного підходу та формалізованих знань щодо функціонування пристроїв (РЗА, ПРВВ, КА).

Генерування гіпотез. Використання розглянутих підходів до розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ, зокрема і логіко-структурного підходу, передбачає, як зазначалося, реалізацію двоетапної процедури пошуку розв'язку задачі, подавши задачу аналізу ПАС ЕМ у вигляді двох підзадач, першою з яких є задача генерування гіпотез

щодо пошкодженого (пошкоджених) елемента (елементів) ЕМ, а другою – верифікація згенерованих гіпотез. Формування множини «підозрюваних» елементів ЕМ (перша підзадача) обумовлюється потребою значного зменшення вимірності простору пошуку розв'язку другої підзадачі – визначення пошкоджених елементів ЕМ.

Розглянемо один із підходів до генерування зазначених гіпотез, який орієнтовано на використання інформаційної структури логіко-структурного підходу та застосування розробленого алгоритму генерування гіпотез [107], який *гарантовано* забезпечує входження пошкоджених елементів ЕМ до множини «підозрюваних». Використовуючи аварійні сигнали, одержані в ЦДУ ЕМ, за допомогою розробленого алгоритму генерується множина гіпотез ($K = \{k_1, k_2, \dots, k_n\}$) – «підозрюваних» (у пошкодженні) елементів ЕМ. Генерування гіпотез за розробленим алгоритмом зводиться до «набирання» ваги «підозрюваними» елементами ЕМ з використанням аварійних сигналів та відповідних вагових коефіцієнтів. Результатом генерування гіпотез є множина «підозрюваних» елементів ЕМ, що мають певну вагу, *найважчі* з таких елементів (гіпотез) – найімовірніші місця пошкодження ЕМ. Після завершення генерування множини гіпотез (K) за допомогою *зворотного ланцюжка міркувань* знаходиться та інтерпретація аварійних сигналів (B), яка підтверджує гіпотезу (гіпотези) щодо пошкодження елемента (елементів) ЕМ.

Розглянемо детальніше питання генерування гіпотез.

Поява кожного із аварійних сигналів про спрацьовування РЗЛ (як і КА, на який діє РЗЛ) може обумовлюватися пошкодженням одного з елементів ЕМ, що знаходиться в одній із зон захисту цього РЗЛ, у той час як поява сигналу про спрацьовування РЗШ може бути наслідком виникнення пошкодження лише шин, що захищаються (якщо РЗЛ чи РЗШ не спрацював хибно). Ступінь впевненості у тому, що пошкоджено той чи інший елемент ЕМ, який зумовив появу сигналу про спрацьовування РЗ, різний: більшою мірою можна очікувати, що пошкодження відбулося у 1-2-й зонах захисту РЗЛ, ніж у 3-й. Це очевидно, оскільки можливими передумовами спрацьовування РЗЛ при пошкодженні в його 3-й зоні захисту є або неправильне налагодження цього РЗЛ, яке призвело до його спрацьовування раніше відповідних РЗЛ (РЗ-о чи РЗ-б), у 1-2-й зонах захисту яких знаходиться пошкоджений елемент ЕМ, або відмови:

або зазначених РЗЛ (РЗ-о та РЗ-б), або КА, на який вони діють. Зауважимо, що на етапі генерування гіпотез виявлення випадків хибного спрацьовування РЗ не передбачено: вони виявляються внаслідок розв'язання підзадачі верифікації гіпотез.

Отже, між аварійними сигналами та пошкодженими елементами ЕМ існують певні залежності, які мають імовірнісний характер і які можна враховувати під час генерування гіпотез по-різному, наприклад, з використанням апарата нечіткої логіки. Але, як свідчать результати виконаних досліджень, існуючі залежності достатньо подати навіть у вигляді певних детермінованих вагових коефіцієнтів, значення яких свідчать про ступінь залежності виникнення аварійного сигналу від пошкодження певного елемента ЕМ. Значення таких коефіцієнтів попередньо встановлюються, ґрунтуючись на знаннях про налагодження та функціонування РЗ з урахуванням статистичних даних про функціонування РЗА в конкретних ЕМ. Такий підхід є цілком виправданим, оскільки після завершення дії алгоритму одержані гіпотези підлягають верифікації.

Під час генерування гіпотез елементи ЕМ, які захищаються певними РЗ, по-різному «набиратимуть» вагу за рахунок підсумовування (в суматорах ваги) вагових коефіцієнтів аварійних сигналів, якщо вони безпосередньо або непрямо (через спрацьовування КА) підтверджують спрацьовування відповідних РЗ. У кінцевому підсумку такі елементи «наберуть» вагу і стануть в різній мірі (залежно від їхньої ваги) «підозрюваними» елементами (елемент, який «набрав» найбільшу вагу, є найбільш «підозрюваним»).

При визначенні «базових» вагових коефіцієнтів (якими враховуються в алгоритмі генерування гіпотез залежності між елементами та аварійними сигналами) використовувалися загальні міркування про відносний вплив окремих чинників на функціонування пристроїв (РЗА, КА) та наявні статистичні дані про аварії в ЕМ. Слід зауважити, що значення вагових коефіцієнтів можна уточнювати на основі аналізу статистичної інформації про аварії в конкретних ЕМ, а також врахуванням функціональних особливостей (характеристик) конкретних пристроїв. Не цілком обґрунтоване «уточнення» вагових коефіцієнтів може призвести до збільшення ваги окремих гіпотез, але не матиме принципового впливу на результати розв'язання задачі аналізу ПАС ЕМ навіть якщо такі гіпотези хибні, оскільки таке «уточнення» може лише дещо збільшити загальний

час розв'язання задачі внаслідок потреби верифікації додаткових гіпотез. Появі додаткових хибних гіпотез сприяє і хибне спрацювання РЗ (спростування хибних гіпотез відбувається під час верифікації гіпотез).

Одним із чинників, який впливає на статистичні дані аварійності в ЕМ, є фізичний стан елементів ЕМ. Його доцільно враховувати у разі одержання двох або більше близьких за вагою (конкуруючих) гіпотез, які в процесі верифікації не спростовано (що може бути наслідком неповноти аварійної інформації): за рівних інших умов перевага може надаватися тій гіпотезі, де «підозрюваний елемент» ЕМ має гірший фізичний стан.

Гіпотезу щодо пошкодження елемента ЕМ, яку не спростовано внаслідок роботи алгоритму верифікації гіпотез (знайдено інтерпретацію одержаних в ЦДК ЕМ аварійних сигналів, які задовольняють цій гіпотезі), називатимемо *домінантною*.

Наведений далі варіант алгоритму генерування гіпотез дозволяє легко аналізувати вплив вагових коефіцієнтів на «акумування» ваги кожним «підозрюваним» елементом ЕМ, він максимально простий і разом з тим універсальний, оскільки інваріантний до особливостей ЕМ, включаючи особливості РЗ та КА. Крім того, важливим в аспекті надійності розв'язання задачі є те, що разом зі значним зменшенням простору пошуку розв'язку другої підзадачі (зменшенням кількості гіпотетично пошкоджених елементів ЕМ, що підлягають подальшій верифікації), в дійсності пошкоджений елемент обов'язково потраплятиме до складу «підозрюваних» і «набиратиме» значну вагу, що свідчитиме про потребу першочергової верифікації такої гіпотези.

Попередньо дамо необхідні пояснення до алгоритму, зокрема і стосовно використовуваних вагових коефіцієнтів («добавок» до ваги «підозрюваних» елементів).

Словосполучення «...елементів, які повністю входять до 1-2-ї зон захисту даного РЗ», що використовуються в пунктах алгоритму, слід розуміти таким чином, що відповідні елементи ЕМ «не виходять» за межі зазначених зон. Наприклад, елемент може одночасно перебувати у 1- і 2-й зонах захисту РЗЛ («своя» лінія) або лише у 2-й (шини протилежного кінця «свої» лінії), але не може навіть частково перебувати у 3-й зоні захисту (як відповідні суміжні лінії, що знаходяться одночасно у 2- і 3-й зонах захисту). Анало-

гічно під використанням словосполучення «...елементів, які повністю входять до 2-3-ї зон захисту даного РЗ» слід розуміти, що відповідний елемент ЕМ може одночасно перебувати у 2- і 3-й зонах захисту РЗЛ (суміжна лінія) або лише у 3-й (шини дальнього кінця суміжної лінії).

У даному варіанті алгоритму кількість ступенів захисту РЗЛ обмежено трьома, але у разі потреби просто врахувати і 4- та 5-ті ступені (наявність таких ступенів захисту повинно бути відображено у розглянутій вище інформаційній структурі).

$w_{ш}$ – «добавка» до ваги шин, які захищаються РЗШ, спрацювання якого підтверджується аварійним сигналом;

$w_{зкш}$ – «добавка» до ваги шин, спричинена сигналом про спрацювання КА, на який діє РЗШ, що захищає ці шини і спрацювання якого підтверджується сигналом;

w_{12} – «добавка» до ваги кожного із елементів ЕМ, які повністю знаходяться у 1-2-й зонах захисту РЗЛ (до таких елементів належать «своя» лінія та шини приєднання її протилежного кінця), спрацювання якого підтверджується сигналом;

w_{3} – «добавка» до ваги кожного із елементів ЕМ, які повністю знаходяться у 2-3-й зонах захисту РЗЛ (у загальному випадку – це кожна із суміжних ліній з шинами дальнього кінця, що захищаються цією РЗЛ і якими будемо обмежувати зону захисту 3-го ступеня РЗЛ), спрацювання якого підтверджується сигналом;

$w_{зк12}$ – «добавка» до ваги кожного із елементів ЕМ, які повністю знаходяться у 1-2-й зонах захисту спрацюваного РЗЛ (спрацювання підтверджується сигналом), який діє на КА, спрацювання якого підтверджується сигналом;

$w_{зк3}$ – «добавка» до ваги кожного із елементів ЕМ, які повністю знаходяться у 2-3-й зонах захисту спрацюваного РЗЛ (спрацювання підтверджується сигналом), який діє на КА, спрацювання якого підтверджується сигналом;

$w_{б}$ – «добавка» до ваги кожного із елементів ЕМ, які захищаються РЗ-б, спрацювання якого підтверджується сигналом;

$w_{бка}$ – «добавка» до ваги кожного із елементів ЕМ, які захищаються спрацюваним РЗ-б (спрацювання підтверджується сигналом), який діє на КА, спрацювання якого підтверджується сигналом;

$w_{ка12}$ – «добавка» до ваги кожного із елементів ЕМ, які повністю знаходяться у 1-2-й зонах захисту РЗ (спрацьовування якого не підтверджується сигналом), який діє на КА, спрацьовування якого підтверджується сигналом (але оскільки на КА може діяти і РЗШ, про спрацьовування якого сигнал відсутній, то «добавка», але вже $w_{каш}$ (пояснення щодо якої наведено нижче), враховується в суматорі ваги шин, що захищаються таким РЗШ);

$w_{каш}$ – «добавка» до ваги шин за наявності сигналу про спрацьовування КА, на який діє РЗШ, що захищає ці шини, але сигнал про спрацьовування якого відсутній;

$w_{ка3}$ – «добавка» до ваги кожного із елементів ЕМ, які перебувають у 2-3-й зонах захисту РЗЛ (спрацьовування якого не підтверджується сигналом), що діє на КА, спрацьовування якого підтверджується сигналом.

За «базові» прийнято значення вагових коефіцієнтів, наведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.11

«Базові» значення вагових коефіцієнтів

$w_{ш} = 10$	$w_{зкаш} = 4$	$w_{12} = 8$	$w_3 = 6$	$w_{зка12} = 2$	$w_{зка3} = 2$
$w_6 = 9$	$w_{бка} = 2$	$w_{ка12} = 8$	$w_{каш} = 1$	$w_{ка3} = 6$	–

Слід зазначити, що кількість наведених вагових коефіцієнтів, яка може видаватися надлишковою (у кожному конкретному випадку можна було б обмежитися меншою кількістю, враховуючи збіг окремих значень), дозволяє забезпечити гнучкість врахування особливостей конкретних ЕМ та пристроїв.

Для більшої «прозорості» алгоритму одержані аварійні сигнали розташовано у вигляді двох субвекторів, що характеризують функціонування РЗ та КА відповідно. Кожен елемент субвектора аварійних сигналів про спрацьовування КА має ознаку того, що він вже враховувався в процесі генерування гіпотези. Для стислості запису в алгоритмі такі сигнали називаються *маркованими*. Кожному «підозрюваному» елементу ЕМ надається суматор ваги, в якому акумулюються «добавки» до ваги цього елемента.

Узагальнений алгоритм генерування гіпотез надано нижче як послідовність пунктів.

Початок (вхід)

1. Обнулити ознаки *маркування* субвектора сигналів КА та суматора ваги елементів ЕМ.

2. У субвекторі про спрацьовування РЗ є ненульові елементи (сигнали про спрацьовування РЗ)?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 3, якщо **НІ** – перейти до п. 17.

3. Організувати цикл за кількістю аварійних сигналів про спрацьовування РЗ, що надійшли.

4. Сигнал про спрацьовування РЗ «породжений» захистом, що класифікується як РЗ-б ?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 5, якщо **НІ** – перейти до п. 8.

5. Вміст суматора ваги кожного із елементів ЕМ (лінії та шин), які захищаються РЗ-б, збільшити на w_6 .

6. Є сигнал про спрацьовування КА, на який діє РЗ, що розглядається?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 7, якщо **НІ** – перейти до п. 15.

7. Вміст суматора ваги кожного із елементів ЕМ (лінії та шин), які повністю входять до 1-2-ї зон захисту даного РЗ, збільшити на $w_{бка}$. *Маркувати* сигнал КА (в субвекторі КА), на який діє РЗ, що розглядається.

Перейти до п. 15.

8. РЗ, що розглядається, – це РЗШ ?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 9, якщо **НІ** – перейти до п. 12.

9. Вміст суматора ваги шин, які захищаються РЗ, що розглядається, збільшити на $w_{ш}$.

10. Є сигнали про спрацьовування КА, на які діє РЗШ, що розглядається?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 11, якщо **НІ** – перейти до п. 15.

11. Вміст суматора ваги шин, які захищаються РЗШ, що розглядається, збільшити на значення добутку ($w_{зкаш} \cdot N_{каш}$), де $N_{каш}$ – кількість спрацьованих КА, на які діє РЗШ, що розглядається. *Маркувати* сигнали КА (в субвекторі сигналів КА), на які діє РЗШ, що розглядається.

Перейти до п. 15.

12. КА, на який діє РЗ, що розглядається, спрацював?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 13, якщо **НІ** – перейти до п. 14.

13. Вміст суматорів ваги елементів, які повністю входять до 1-2-ї зон захисту даного РЗ, збільшити на $w_{12} + w_{зка12}$, а вміст сума-

торів ваги елементів, які повністю входять до 2-3-ї зон захисту даного РЗ, – на $(w_3 + w_{3ка3})$.

Маркувати сигнал КА (у субвекторі КА), на який діє РЗ, що розглядається.

Перейти до п. 15.

14. Вміст суматорів ваги елементів, які повністю входять до 1-2-ї зон захисту даної РЗ, збільшити на w_{12} , а вміст суматорів ваги елементів, які повністю входять до 2-3-ї зон захисту цієї РЗЛ, – на w_3 .

15. Усі сигнали про спрацювання РЗ розглянуто ?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 17, якщо **НІ** – перейти до п. 16.

16. Змінити лічильник циклу і перейти до розгляду чергового із сигналів про спрацювання РЗ, що надійшли, – перейти до п. 4.

17. Серед сигналів про спрацювання КА, що надійшли, є немарковані?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 18, якщо **НІ** – перейти до п. 22.

18. Організувати цикл за немаркованими сигналами про спрацювання КА.

19. Визначити РЗЛ, що діє на КА, який відповідає черговому немаркованому аварійному сигналу. Вміст суматорів ваги елементів, які повністю входять до 1-2-ї зон захисту такого РЗЛ, збільшити на $w_{ка12}$, а вміст суматорів ваги елементів, які повністю входять до 2-3-ї зон захисту цього РЗЛ, – на $w_{ка3}$. Визначити РЗШ, який діє на розглянутий КА. Суматор ваги шин, які захищаються цим РЗШ, збільшити на $w_{каш}$.

20. Усі немарковані сигнали про спрацювання КА розглянуто?

Якщо **ТАК** – перейти до п. 22, якщо **НІ** – перейти до п. 21.

21. Змінити лічильник циклу і перейти до розгляду чергового немаркованого сигналу про спрацювання КА – перейти до п. 19.

22. Формування масиву найменувань (практично – адресних вказівників) елементів ЕМ, ранжуючи їх за вагою (елементів з однаковою вагою може бути декілька). Елементи сформованого масиву вказують на «підозрювані» елементи – гіпотетично пошкоджені елементи ЕМ.

Кінець (вихід).

Слід зазначити, що для скорочення загального часу розв'язання задачі визначення пошкоджених елементів ЕМ (в якій, як зазначалося, генерування гіпотез є підзадачею) під час виконання п. 22 масив може лише формуватися (без ранжування «підозрюваних» елементів за вагою), а вже під час верифікації гіпотез вибирається та, що має максимальну (серед ще не перевірених) вагу.

Відмітимо ще одну особливість розглянутої задачі, яка обумовлюється можливими відмовами ЗПП про спрацювання РЗ і відповідних КА, які призводять до відсутності відповідної аварійної інформації в ЦДК ЕМ. Неповнота інформації, що зростає при відмовах ЗПП, може призводити до неоднозначності визначення пошкодженого елемента та інтерпретації процесу його локалізації: результатом верифікації гіпотез можуть бути дві-три *найважчі* конкуруючі гіпотези («пошкоджені» елементи), і жодна з них не може бути спростована на підставі наявної інформації, тому і відповідні «підозрювані» елементи спочатку можуть розглядатися як пошкоджені. У таких випадках для встановлення домінуючих гіпотез, а точніше – для ранжування «підозрюваних» елементів, які відповідають неспростованим гіпотезам, слід враховувати як потужність підмножини $Q=H/B$ (чим вона менша, тим більше підстав для прийняття гіпотези як домінуючої, оскільки це відповідає меншій кількості відмов ЗПП), так і додаткову інформацію (якщо така є) щодо фізичного стану (до виникнення аварії) «підозрюваних» елементів ЕМ, метеоумов на період виникнення аварії та інше взаємне посилення (у разі збігу) впливу відповідних чинників дає більше підстав для ранжування *рівноважних* неспростованих гіпотез за «ймовірністю» пошкодження відповідних «підозрюваних» елементів.

Наведений варіант розробленого алгоритму генерування гіпотез щодо пошкоджених елементів ЕМ забезпечує розв'язання першої підзадачі. Він дає змогу на підставі дискретних аварійних сигналів, які надійшли в ЦДК ЕМ і не мають «міток» часу, формувати обмежену множину «підозрюваних» елементів ЕМ (до неї гарантовано входять і пошкоджені елементи ЕМ), що використовується під час розв'язання другої підзадачі – верифікації гіпотез. Результатом такого розв'язання у загальному випадку є визначення: пошкоджених елементів ЕМ, відмовивших РЗА, КА, ЗПП та хибно спрацювавших РЗ.

Верифікація гіпотез відбувається як логічне виведення з використанням БЗ, сформованої інформаційної структури та множини згенерованих гіпотез. Висока ефективність процесу пошуку розв'язку задачі аналізу ПАС ЕМ забезпечується завдяки використанню сформованої інформаційної структури.

Проілюструємо особливості інтерпретації аварійних сигналів під час верифікації гіпотез, використавши для цього фрагмент схеми ЕМ, представлений на рис. 1.9. Не вдаючись до використання таблиць відношень, що відображають «належність» елементів ЕМ до відповідних зон захисту РЗЛ, без втрати загальності будемо вважати, що третім ступенем захисту кожного РЗ-о (який, за відсутності четвертого ступеня, є резервним і відлагодженим від навантажувальних режимів) повністю захищаються окрім «своєї» лінії та шин її протилежного кінця (відносно місця знаходження РЗЛ) також суміжні електричні приєднання та їхні далекі шини. Наприклад, 1-2-м ступенями захисту РЗ-1 захищаються крім «своєї» лінії Лі і шин Ш-г також незначна (за довжиною) частина суміжних електричних приєднань за шинами Ш-г (зазвичай у разі захисту 2-м ступенем суміжних ліній приймають коефіцієнт надійності рівним 0,78), а 3-м ступенем вже повністю захищаються згадані суміжні електричні приєднання (Лs, Лк, Лр) і відповідні «далекі» шини (Ш-f, Ш-j і Ш-a).

Припустімо, що сталося пошкодження Лі (нехай, для визначеності, ближче до середини лінії) і під час локалізації місця пошкодження спрацювали РЗ-1 та РЗ-і, але були відмови відповідних вимикачів В1 і Ві та відмова ЗПІ про спрацювання РЗ-4 (яка є РЗ-д для Лі). Якщо інших відмов у функціонуванні пристроїв (РЗ, КА, ЗПІ) не було, а також не було хибного спрацювання РЗ, то склад аварійних сигналів, що надійшли в ЦДК ЕМ, буде таким (аварійним сигналам дамо ідентифікатори, що відповідають найменуванням «породжуючих» їх пристроїв): РЗ-1, РЗ-і, РЗ-8, РЗ-9, РЗ-6, В8, В9, В4, В6.

Внаслідок генерування гіпотез і підсумовування наведених у табл. 1.11 значень вагових коефіцієнтів (індексованих «добавок» w) отримано список різних за вагою «підозрюваних» елементів ЕМ (тут і далі вагу гіпотези – «підозрюваного» елемента ЕМ – зазначатимемо в дужках): Лі(46), Ш-г(44), Ш-с(40), Лs(30), Лк(30), Лр(30), Ш-f(20), Ш-a(20), Лg(16), Ш-j(6).

Порядок аналізу аварійних сигналів, що надійшли в ЦДК ЕМ (згідно з їх розташуванням у раніше зазначених субвекторах, що характеризують функціонування РЗ та КА), і роль кожного із них у генеруванні та накопиченні гіпотезами ваги надано в табл. 1.12 (напівжирним шрифтом виділено *найважливі* гіпотези).

Таблиця 1.12

Гіпотези щодо пошкоджених елементів ЕМ

Гіпотези	«Добавки», які вносяться аварійними сигналами в суматор ваги кожної гіпотези, що генерується								Сумарна вага кожної гіпотези	
	РЗ-1	РЗ-і	РЗ-8	РЗ-9	РЗ-6	В8	В9	В4		В6
Лі	w ₁₂	w ₁₂	w ₃	w ₃	w ₃	w _{3ка3}	w _{3ка3}	w _{ка3}	w _{3ка3}	46
Ш-г	w ₁₂		w ₃	w ₁₂	w ₁₂	w _{3ка3}	w _{3ка12}	w _{ка12}	w _{3ка12}	44
Ш-с		w ₁₂	w ₁₂	w ₃	w ₃	w _{3ка12}	w _{3ка3}	w _{ка3}	w _{3ка3}	40
Лs	w ₃			w ₁₂	w ₃		w _{3ка12}	w _{ка3}	w _{3ка3}	30
Лк	w ₃			w ₃	w ₃		w _{3ка3}	w _{ка12}	w _{3ка3}	30
Лр	w ₃			w ₃	w ₁₂		w _{3ка3}	w _{ка3}	w _{3ка12}	30
Ш-f	w ₃				w ₃			w _{ка3}	w _{3ка3}	20
Ш-a	w ₃			w ₃			w _{3ка3}	w _{ка3}		20
Лg		w ₃	w ₁₂			w _{3ка12}				16
Ш-j	w ₃									6

Верифікація гіпотез щодо місця пошкодження ЕМ починається з перевірки «підозрюваних» елементів із наведеного списку, починаючи з самого *важкого* (у табл. 1.12 – це гіпотеза про пошкодження Лі). Внаслідок верифікації гіпотези про пошкодження Лі її не спростовано, разом з цим встановлено, що в процесі локалізації пошкодженої Лі були відмови спрацювання В1 та Ві, а також була відмова ЗПІ про функціонування РЗ-4. На відміну від цієї гі-

позитивна верифікація інших виявила їх неспроможність, обумовлену наступним. Як у випадку верифікації *важкої* гіпотези Ш-г(44) про пошкодження Ш-г, так і у разі *важкої* гіпотези Ш-с(40) про пошкодження Ш-с процес аналізу починається з припущення про відмову відповідного РЗШ (РЗШ-г та РЗШ-с): якби це була відмова відповідних ЗПІ про спрацьовування РЗШ, а не відмова РЗШ, то повинні були б надійти, хоча б частково, відповідні сигнали про спрацьовування КА, на які діє РЗШ. Далі, виходячи зі складу аварійних сигналів, що надійшли, і припущення про локалізацію пошкодження Ш-г, встановлено, що при спрацьовуванні РЗ-1 була відмова В1, а також відмова ЗПІ про спрацьовування РЗ-4. Але на відміну від цієї гіпотези (припущення про пошкодження Лі), інтерпретацією аварійних сигналів під час верифікації гіпотези про пошкодження Ш-г встановлено, що спрацьовування РЗ-і виявляється хибним, причому це не може обумовлюватися неселективністю спрацьовування цього РЗЛ: він не повинен працювати, якщо лише в ЕМ додатково (до пошкодження Ш-г) не було пошкоджень елементів, які входять до зони захисту РЗ-і (наприклад, Лі). Аналогічний висновок зроблено внаслідок верифікації гіпотези про пошкодження Ш-с: спрацьовування РЗ-1 є хибним, причому це не обумовлено неселективністю спрацьовування цього РЗЛ: він не повинен функціонувати, якщо лише в ЕМ додатково (до пошкодження Ш-с) не було пошкоджень елементів, які входять до зони захисту РЗ-1. Отже, верифікація гіпотез Ш-г(44) та Ш-с(40) опосередковано підтвердила гіпотезу Лі(46), однак ні Ш-г(44), ні Ш-с(40) не мають справжувальних інтерпретацій сигналів і виявляються неспроможними.

Вкажемо ще на одну (нетривіальну) інтерпретацію наведеного складу аварійних сигналів, обумовлену можливістю виникнення декількох пошкоджень в ЕМ. Якщо виходити із такого припущення, то перші три *найважчі* гіпотези (або ж попарно: 1- і 2-а або 1- і 3-я гіпотези) мають право на «спільне здійснення», але лише за умови, що спочатку пошкоджується Лі та спрацьовують РЗ-1 та РЗ-і (і відповідно відмовляють В1 та Ві), а потім (до спрацьовування других ступенів відповідних РЗЛ, які відносно Лі є РЗ-д) пошкоджуються або одночасно Ш-г і Ш-с, або лише одна (Ш-г або Ш-с), з відмовою в обох випадках РЗШ. Те, що часовий інтервал між пошкодженням Лі та Ш-г та/або Ш-с повинен бути меншим від витримки часу других ступенів захисту РЗ-9, РЗ-4, РЗ-6 та/або РЗ-8,

до другої зони захисту яких входить Лі, має принципове значення для можливості «спільного існування» розглянутих гіпотез (якщо часовий інтервал між пошкодженням Лі та Ш-г та/або Ш-с буде більшим від витримки часу других ступенів зазначених захистів, то підтверджується лише пошкодження Лі).

Очевидно, ймовірність виникнення розглянутих пошкоджень, що відповідають «спільному існуванню» гіпотез, незначна у порівнянні з варіантом розвитку подій, для якого одержано інтерпретацію аварійних сигналів внаслідок верифікації гіпотези Лі(46). Навіть у припущенні виникнення декількох розглянутих пошкоджень елементів ЕМ умовою «спільного існування» відповідних гіпотез є початкове пошкодження Лі, якому незалежно від наявності інших гіпотез знайдено інтерпретацію одержаних аварійних сигналів, тому ця гіпотеза є домінантною.

Слід зауважити, що верифікація наступних 4-, 5- і 6-ї гіпотез виявила їхню неспроможність: як і у випадку 2-ї гіпотези, спрацьовування РЗ-і не може обумовлюватися пошкодженням «підозрюваних» елементів, що відповідають 4-, 5- та 6-й гіпотезам. Крім того, ймовірність спрацьовування РЗ-8 при пошкодженні Лс, Лк або Лр дуже незначна: згідно з прийнятими раніше умовами третя зона захисту РЗ-8 (захист третім ступенем) у цьому прикладі обмежується шинами Ш-г (у загальному випадку 3-й ступінь відлаштовується від спрацьовування в режимах значних навантажень). Тому, якщо і можна було б припускати можливість захисту ліній Лс, Лк та Лр третім ступенем РЗ-8, то лише по відношенню до тієї незначної (за довжиною) їхньої частини, що «захоплюється» за шинами Ш-г (для надійності захисту Ш г). Як і у випадках 2- та 3-ї гіпотез, верифікація 4-, 5- та 6-ї гіпотез виявляє неспроможність кожної з них окремо, але дає їм «право на спільне існування» з 1-ю гіпотезою, але лише за умови, що спочатку пошкоджується Лі і спрацьовують РЗ-1 та РЗ-і (і відповідно відмовляють В1 та Ві), а потім (до спрацьовування других ступенів тих же РЗЛ, що виконують стосовно Лі функції РЗ-д) пошкоджуються Лс, Лк і Лр. Випадки ж пошкодження лише однієї лінії або будь-якої пари цих ліній теж теоретично можливі, але лише за умови відмови відповідних вимикачів (В2, В3, В5) цих ліній, або відмови відповідних РЗ-о та РЗ-б кожної з цих ліній з боку шин Ш-г (випадки ще менш ймовірні у порівнянні з відмовами зазначених вимикачів).

Очевидно, що ймовірність спільного виникнення пошкоджень за 1-, 4-, 5- та 6-ю гіпотезами дуже мала у порівнянні з варіантом розвитку подій, який дає інтерпретація аварійних сигналів, одержана внаслідок верифікації 1-ї гіпотези. Як і у випадку верифікації 2- та 3-ї гіпотез, тут перша гіпотеза теж є домінантною.

Не зупиняючись на результатах верифікації «легших» гіпотез, розглянемо цей же приклад, але в припущенні *зростання неповноти аварійної інформації*, причому наступним чином: нехай крім відмови ЗПІ про спрацювання РЗ-4 будуть також відмови ЗПІ про спрацювання РЗ-і та РЗ-9. Як слідує з попереднього аналізу цього прикладу, наявність інформації про спрацювання РЗ-і дала змогу встановити хибність 2-, 4-, 5- та 6-ї розглянутих гіпотез, тому апріорі слід очікувати, що відсутність зазначеної інформації може істотно вплинути на вагу та результати верифікації гіпотез. Відсутність же інформації про спрацювання РЗ-9 у даному випадку не є критичною і принципово не впливає на результат розв'язання задачі, хоча і впливає на зміну ваги окремих гіпотез). Отже, в ЦДК ЕМ надійдуть такі сигнали: РЗ-1, РЗ-8, РЗ-6, В8, В9, В4, В6.

Внаслідок генерації гіпотез отримано такий склад гіпотез: Ш-г (42), Лі (36), Ш-с (30), Лs (28), Лк (28), Лр (28), Ш-f (20), Ш-а (18), Лg (10), Ш-і (6).

Збільшення неповноти аварійної інформації внаслідок додаткових відмов ЗПІ про спрацювання РЗ-і та РЗ-9 не вплинуло на склад гіпотез та їхнє місце в ранжованому за вагою списку (за винятком перших двох, які зробили «рокірування»), але неповнота інформації, що зростає (тут визначальним є відсутність інформації про спрацювання РЗ-і), не дала змоги за результатами верифікації гіпотез однозначно встановити пошкоджений елемент ЕМ, оскільки перші дві гіпотези не можуть бути спростовані і тому є домінантними (третя гіпотеза спростовується, як і у попередньому випадку, на підставі інформації про спрацювання РЗ-1, а ймовірність пошкоджень за 4-ю та наступними гіпотезами мізерно мала, якщо брати до уваги раніше прийняте припущення щодо зон захисту 3-х ступенів РЗ-о і враховувати наявність інформації про спрацювання РЗ-8).

Приклади генерування та верифікації гіпотез з використанням даних реальних ЕМ. Розглянемо три приклади аварійних пошкоджень, які мали місце в ЕМ, та результати аналізу ПАС ЕМ з

використанням розглянутих вище засобів СПДПР ЕМ. Почнемо з фрагмента схеми ЕМ (рис. 1.11), дані щодо топології, елементів ЕМ, пристроїв та складу аварійних сигналів, одержаних в ЦДК ЕМ, наведено в [108].

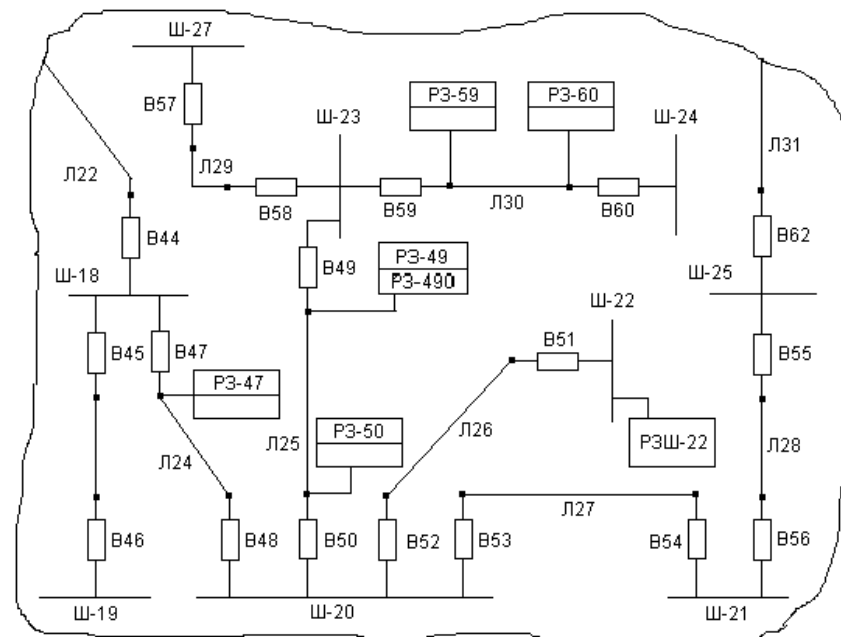


Рис. 1.11. Фрагмент схеми ЕМ

З використанням цих даних розглянемо два випадки (приклади).

Приклад 1. Склад аварійних сигналів, що надійшли в ЦДК ЕМ, був таким: РЗ-59, РЗ-60, РЗ-50, В50, В59, В60 (у дійсності було пошкодження Л30, у процесі локалізації якого хибно спрацював РЗ-50).

Внаслідок генерування гіпотез було одержано такий склад «підозрюваних» елементів ЕМ: Л30(28), Ш-23(20), Ш-24(18), Л25 (18), Л29 (16), Ш-27 (16), Ш-20 (8).

Внаслідок верифікації гіпотез першу гіпотезу (Л30) не було спростовано (для неї знайдено інтерпретацію аварійних сигналів), у той час як інші гіпотези виявилися неспроможними.

Приклад 2. Склад аварійних сигналів, що надійшли в ЦДК ЕМ, був таким: РЗ-47, РЗ-490, РЗШ-22, В47, В49, В51 (у дійсності мало місце пошкодження шин Ш-22, у процесі локалізації якого помилково спрацювали РЗ-47 та РЗ-490).

Внаслідок генерування гіпотез було отримано такий склад «підозрюваних» елементів (гіпотез): Ш-22 (22), Ш-20 (19), Л25 (19), Л24 (10), Ш-23 (8), Л26 (8), Л27 (8), Ш-21 (8).

Внаслідок верифікації гіпотез неспростованою виявилася перша гіпотеза (Ш-22), у той час як інші виявилися неспроможними – як поодиноці, так і у різних поєднаннях: 2-га, 3-тя, 4- та 6-та гіпотези – внаслідок збереження електричного зв'язку шин Ш-20 з шинами Ш-21, що мають зв'язок з іншою частиною ЕМ; 5-та гіпотеза – через відсутність інформації, що свідчить про локалізацію Ш-23 (навіть з огляду на можливість відмов ЗП); 7- та 8-ма – через відсутність інформації, що свідчить про локалізацію місця пошкодження (з огляду на збереження електричного зв'язку Ш-21 з шинами Ш-25, що мають зв'язок з іншою частиною ЕМ).

Приклад 3. Розглянемо фрагмент схеми ЕМ (рис. 1.12), на якому аварійно вимкнені КА «зафарбовано» [109]. Склад аварійних сигналів, що надійшли в ЦДК ЕМ, був таким: РЗ-75, РЗ-76, РЗ-78, РЗШ-29, РЗ-72, В78, В74, В76, В72 (у дійсності було два пошкодження: лінії Л38 та шин Ш-29, під час локалізації яких були відмови вимикачів В75 та В71).

Внаслідок генерування гіпотез було одержано список «підозрюваних» елементів: Ш29 (44), Л38 (34), Ш22 (28), Л39 (18), Л36 (16), Л37 (14), Ш6 (14), Ш31 (8), Ш30 (6).

Серед «підозрюваних» елементів ЕМ максимальну вагу «набрали» саме пошкоджені елементи. Внаслідок верифікації гіпотез перші дві з них не було спростовано, але лише у разі прийняття припущення про наявність в ЕМ двох пошкоджених елементів, оскільки поодиноці вони не мали інтерпретацій одержаних аварійних сигналів.

Слід зазначити, що завдяки наявності інформації про спрацювання РЗ-76, верифікацією гіпотез чітко встановлюється послідовність аварійних пошкоджень (Л38, а потім Ш-29). Що ж стосується 3-ї (Ш22), 4-ї (Л39) та 5-ї (Л36) гіпотез, то кожна із них може мати «право на реалізацію», але лише спільно з першими двома гіпотезами, до того ж тут існують дуже жорсткі обмеження

щодо часу виникнення третього пошкодження (за 3-, 4- та 5-ю гіпотезами) спільно з двома першими (за 1- та 2-ю гіпотезами), що практично робить ймовірність спільного виникнення таких трьох пошкоджень мізерно малою. Решта гіпотез (з 6-ї по 9-ту) виявилася неспроможними – їх спростовано внаслідок верифікації гіпотез. У загальному підсумку встановлено, що домінантними (спільно в порядку виникнення пошкоджень) є 2-га (Л38) та 1-ша (Ш29) гіпотези.

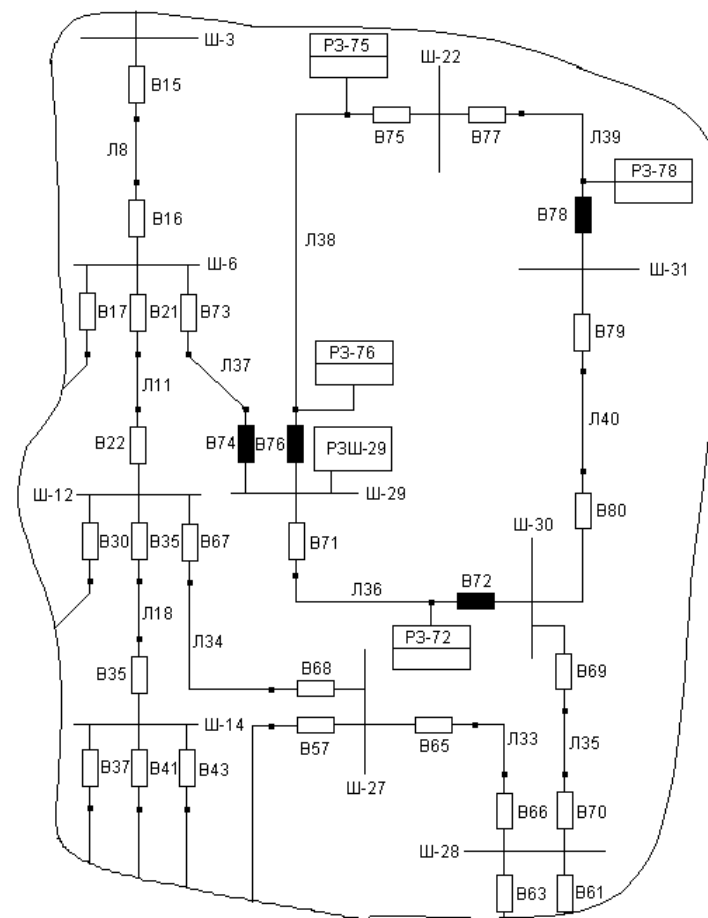


Рис. 1.12. Фрагмент схеми ЕМ

Перелік використаної літератури

1. *Буткевич О.Ф.* Smart Grid: buzzword та інновації // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2011. – Спец. вип., Ч.1. – С. 96–101.
2. *Захаров В.Н.* Интеллектуальные системы управления // Изв. РАН. Теория и системы управления. – 1997. – № 3. – С. 140–145.
3. *Кузьменко Г.С., Литвинов В.А.* Прагматичний підхід до оцінки рівня інтелекту інтелектуалізованих систем // Математичні машини і системи. – 2003. – № 1. – С. 3-9.
4. *Ворожцов А.В.* Критерии интеллектуальности искусственных систем. – Москва, 2004. – 26 с. Препр. / Ин-т прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН; 60.
5. *Любич А.А., Плескач В.Л., Рогушина Ю.В.* О выборе критерия оценки интеллектуальности информационных систем // УСиМ. – 2005. – № 1. – С. 3–7.
6. *Раселл С., Норвиг П.* Искусственный интеллект: современный подход. – М.: Вильямс, 2006. – 1408 с.
7. *Литвинов В.А., Оксанич И.Н.* Оценка уровня виртуальной интеллектуальности прикладной программно-технической системы // Математичні машини і системи. – 2008. – № 2. – С. 100–105.
8. *Кориков А.М.* Искусственный интеллект в технических системах / XII Всероссийское совещание по проблемам управления (ВСПУ-2014), Москва, 16-19 июня 2014 г. – С. 3888–3896.
9. *Поспелов Д.А.* Послесловие // Разговор с компьютером: Психолингвистический аспект проблемы / И.Н. Горелов. – М.: Наука, 1987. – С. 230–250.
10. *Закон України «Про пріоритетні напрями інноваційної діяльності в Україні»* // Відомості Верховної Ради України, 2012, № 19-20, ст. 166.
11. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Левітський В.Г.* Інформатизація та інтелектуалізація електроенергетики: пріоритети та практичні доробки // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2002. – № 3 (3). – С. 4–18.
12. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П.* Інформатизація електроенергетичних систем та електричних

- об'єктів // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2007. – № 1 (16), Ч. 1. – С. 9–15.
13. *Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П., Левітський В.Г., Рибіна О.Б.* Інформатизація та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки // Техн. електродинаміка. – 2007. – № 3. – С. 51–58.
 14. *Морозов А.А.* Новые информационные технологии в системах принятия решений // Управляющие системы и машины. – 1993. – № 3. – С. 13–22.
 15. *Чечкин А.В., Пирогов М.В.* Интеллектуализация сложной системы как средство обеспечения её информационно-системной безопасности // Фундаментальная и прикладная математика. – 2009. – Т. 15, № 3. – С. 225–239 (Центр новых информационных технологий МГУ, Изд. Дом «Открытые системы»).
 16. *Бутнік-Сіверський О.Б.* Інтелектуалізація сучасних виробничих систем. – <http://ipdo.kiev.ua/files/articles/but1.pdf>
 17. *Словник української мови.* Академічний тлумачний словник (1970-1980). – <http://sum.in.ua/s/intelektualizacija>
 18. *McDonald J.R., Burt S.M., McArthur S.D.J., Zielinski J.S.* Intelligent knowledge based systems in electrical power engineering. – Chapman & Hall, London, 1997. – 224 p.
 19. *Hor C.-L., Crossley P.A., and Watson S.J.* Building Knowledge for Substation-Based Decision Support Using Rough Sets // IEEE Trans. on Power Delivery, July 2007. – Vol. 22, No. 3. – P. 1372–1379.
 20. *Буткевич О.Ф., Павловський В.В.* Підвищення ефективності розв'язання задач оперативного управління електричними мережами за допомогою експертних систем // Теорія та моделі пристроїв вимірювальної і перетворювальної техніки: Зб. наук. праць. – Київ: Ін-т електродинаміки АН України, 1993. – С. 45–51.
 21. *Кириленко А.В., Буткевич А.Ф., Павловський В.В.* Экспертные процедуры диагностирования при оперативном управлении электрическими сетями в аварийных ситуациях // Техн. електродинаміка. – 1995. – № 1. – С. 66–73.
 22. *Тутко О.І., Осадчий Є.П., Тітко В.О.* Діагностичні ознаки для експертної системи діагностики стану ізоляції обмоток АД // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2000. – Ч. 3. – С. 19–22.

23. *Заболотный И.П., Сазонов В.В.* Экспертная система анализа аварийных ситуаций в электрических системах // Зб. наук. пр. Донецького нац. техн. ун-ту. Серія «Електротехніка і енергетика». – 2002. – Вип. 50. – С. 165–171.

24. *Стогний Б.С., Буткевич А.Ф.* Некоторые аспекты создания и применения экспертных систем в электроэнергетике // Автоматизация и релейная защита в энергосистемах: Сб. науч. трудов. – Киев: Ин-т электродинамики АН Украины, 1992. – С. 3–12.

25. *Стогний Б.С., Буткевич А.Ф., Кириленко А.В., Левитский В.Г.* Гибридизация расчетных и экспертных систем как способ совершенствования технологий управления в энергетике // Техн. электродинамика. – 1993. – № 3. – С. 55–58.

26. *Стогний Б.С., Буткевич А.Ф., Кириленко А.В., Левитский В.Г.* Методологические вопросы построения экспертно-расчетных систем для оперативного управления энергосистемами // Автоматизация и релейная защита в энергосистемах: Сб. науч. трудов. – Киев: Ин-т электродинамики НАН Украины, 1995. – С. 3–16.

27. *Буткевич А.Ф., Кириленко А.В., Левитский В.Г.* Гибридные системы решения задач оперативно-диспетчерского управления территориально распределенными электроэнергетическими объектами // Техн. электродинамика. – 1998. – Спец. выпуск 2, Т.1. – С. 189–194.

28. *Буткевич А.Ф.* Представление и синтез вычислительных знаний при решении задач диспетчерского управления в электроэнергетике // Техн. электродинамика. – 1998. – № 3. – С. 52–58.

29. *Буткевич А.Ф., Кириленко А.В., Левитский В.Г.* Гибридные средства автоматизированных систем диспетчерского управления в электроэнергетике / II Seminarium Polsko-Ukrainkie «Problemy Elektroenergetyki». – Lodz, 1-5 pazdziernika 1998. – P. 123–129.

30. *Буткевич А.Ф.* Вопросы методологии гибридизации средств диспетчерского управления в электроэнергетике // Автоматизация и релейная защита в энергосистемах '98: Сб. науч. трудов. – Киев: Ин-т электродинамики НАН Украины, 1998. – С. 70–75.

31. *Butkevych O.F., Kyrylenko O.V., Parus E.V.* Two basic functions of hybrid system for electrical network dispatcher assistance // Зб. наук. праць Дон. нац. техн. ун-ту. Серія «Електротехніка і енергетика». – 2004. – Вип. 79. – С. 27–32.

32. *Butkevych O.F., Kyrylenko O.V., Parus E.V.* Hybrid system for electrical power network dispatcher assistance / Artificial Intelligence in Control and Management (AICM'04). – Poland, Lodz, September 14, 2004. – Poland, Lodz: TERCJA. – P. 23–36.

33. *Lin W.-M., Yang C.-D., Lin J.-H., Tsay M.-T.* A fault classification method by RBF neural network with OLS learning procedure // IEEE Trans. on Power Delivery. – 2001. – Vol. 16, No. 4. – P. 473–477.

34. *Кириленко А.В., Буткевич А.Ф., Блинов И.В.* Определение мест повреждений на линиях электропередачи с использованием искусственных нейронных сетей. Определение вида короткого замыкания // Техн. электродинамика. Темат. выпуск: «Силовая электроника та енергоефективність». – 2008. – Ч. 2. – С. 76–79.

35. *Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Блинов І.В., Рибіна О.Б., Зозуля А.М.* Використання штучних нейронних мереж для розв'язання задач визначення місць пошкоджень на лініях електропередачі // Пр. Ін-ту электродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2009. – Вип. 23. – С. 22–27.

36. *Quaiyum S., Khan Y.I., Rahman S., Barman P.* Artificial Neural Network based Short Term Load Forecasting of Power System // International Journal of Computer Applications (0975 – 8887). – Vol. 30, No.4, Sept. 2011. – P. 1–7.

37. *Gerbex S., Cherkaoui R., Germong A.J.* Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms // IEEE Trans. on Power Systems. – 2001. – Vol. 16, No. 3. – P. 537–544.

38. *Gomes J.R., Saavedra O.R.* A Cauchy-based evolution strategy for solving the reactive power dispatch problem // Electrical Power and Energy Systems, 24 (2002). – P. 277–283.

39. *Kehden B., Neumann F.* Relation-algebraic view on evolutionary algorithms for some graph problems // Proc. Of the EvoCOP'06. – 2006. – P. 147–158.

40. *Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Лук'яненко Л.М.* Розв'язання на базі генетичних алгоритмів задачі відновлення електроживлення аварійно знеструмлених споживачів // Техн. электродинамика. Темат. выпуск: «Силовая электроника та енергоефективність». – 2009. – Ч. 1. – С. 55–60.

41. *Golenia B., Witold Kosinski W., Weigl M.* An Evolutionary Method for Designing Decision Support System // Recent Advances in Intelligent Information Systems. ISBN 978-83-60434-59-8. – P. 275–288. – <http://iis.ipipan.waw.pl/2009/proceedings/iis09-28.pdf>
42. *Лебедев Б.К., Лебедев В.Б.* Покрытие на основе метода роя частиц // Нейроинформатика. – 2011. – Ч. 2. – С. 93–102.
43. *Ходашинский И.А., Горбунов И.В.* Оптимизация параметров нечетких систем на основе модифицированного алгоритма пчелиной колонии // Мехатроника, автоматизация, управление. – 2012. – № 10. – С. 15–20.
44. *Кажаров А.А.* Разработка и исследование роевых алгоритмов для решения транспортно-логистических задач / Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01. – Таганрог, 2013. – 18 с.
45. *Huang S.J.* An Immune-Based Optimization Method to Capacitor Placement in Radial Distribution System // IEEE Trans. on Power Delivery. – 2000. – Vol. 15, No. 2. – P. 744–749.
46. *Карпенко А.П., Шуров Д.Л.* Гибридный метод глобальной оптимизации на основе искусственной иммунной системы // Наука и образование. – 2012. – № 8. – С. 339–378. (Научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. Электрон. науч.-техн. журнал).
47. *Челнаков С.А.* Искусственные иммунные системы и их применение // Нейроинформатика. – 2013. – Ч. 3. – С. 121–128.
48. *Dimeas A., Hatziaargyriou N., Tselepis S., Chadjivassiliadis S., Lioliou V., Rikos E., Karfopoulos E., Tsirolis K., Tomtsi T., Moutis P.* Distributed intelligent control of DER and LV loads in microgrids / CIGRE 2010. – P. C6–304.
49. *Бахтадзе Н. Н., Ядыкин И.Б., Максимов Е.М., Максимова Н.Е.* Мультиагентный подход к разработке систем управления интеллектуальной электроэнергетической системой с активно-адаптивной сетью // Труды 6-й Междунар. конф. «Параллельные вычисления и задачи управления» (РАСО'2012, Москва), Т. 2. – М.: ИПУ РАН, 2012. – С. 216–227.
50. *Аверкин А.Н., Арутюнов В.О.* Алгоритмы маршрутизации для многоагентной системы // Электрон. журнал «Системный анализ в науке и образовании». – 2013. – Вып. 2. – С. 1–7.
51. *Буткевич О.Ф., Коцюба Є.М., Широчин С.В.* Підсистеми захисту інформації при оперативному управлінні територіально-розподіленими електроенергетичними об'єктами // Автоматизация и

- релейная защита в энергосистемах. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 1998. – С. 113–117.
52. *Буткевич О.Ф., Кириленко О.В., Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І.* Один із аспектів енергетичної безпеки України // Техн. електродинаміка. Темат. випуск «Силова електроніка та енергоефективність». – 2003. – Ч. 2. – С. 100–103.
53. *Giarratano D., Eckhard H.* Impact of cyber-security requirements on the substation process control / CIGRE 2010. – P. D2-208.
54. *Голова АНБ* прогнозує кібератаки на США за прикладом «Прикарпаттяобленерго» / DW. 02.03.2016. – код доступу: <http://www.dw.com/uk/голова-анб-прогнозує-кібератаки-на-сша-за-прикладом-прикарпаттяобленерго/a-19087161>
55. *Zetter K.* Inside the Cunnning, Unprecedented Hack of Ukraine's Power Grid / Wired. 03.03.2016. – available: <http://www.wired.com/2016/03/inside-cunning-unprecedented-hack-ukraines-power-grid/>
56. *Butkevych O.F., Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Parus E.V., Katsadze T.L.* Power electrical system fault diagnosis based on expert system, simulator and artificial neural nets // Зб. наук. пр. Донецького держ. техн. університету. Серія «Електротехніка і енергетика». – 2000. – Вип. 21. – С. 52–56.
57. *Bartkiewicz W., Butkevych O.F., Kyrylenko O.V., Levitskiy V.G., Pavlovskiy V.V., Zielinski J.S.* Hybrid systems in electric power systems / Materialy Konferencji Naukowo-Technicznej pod patronatem Komitetu Elektrotechniki PAN «Zastosowania komputerow w elektroenergetyce». Poznan/Kiekrz 23-25 kwietnia 2001. – Т 1. – P. 203–206.
58. *Butkevych O.F., Pavlovskiy V.V., Zielinski J.S., Bartkiewicz W.* Hybrid systems in power system problems solving // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2002. – Ч. 4. – С. 77–82.
59. *Буткевич О.Ф., Павловський В.В.* Штучний інтелект та гібридні системи у розв'язанні задач електроенергетики: поточний стан та тенденції // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2003. – № 1 (4). – С. 109–117.
60. *Заиграева Ю.Б.* Нейросетевые модели оценки и планирования потерь электроэнергии в электроэнергетических системах: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Новосибирск, 2008. – 20 с.

61. Козовий А.Б. Оперативна оптимізація усталених режимів електричних мереж енергопостачальних компаній за умов невизначеності: Дис. ... канд. техн. наук. – Львів, 2009. – 145 с.
62. Бегляров В.В., Берёза А.Н., Стороженко А.С. Гибридный многопопуляционный муравьиный генетический алгоритм // Изв. ЮФУ. Техн. науки. Темат. выпуск «Интеллектуальные САПР». – Таганрог: Изд-во ТТИ ЮФУ, 2010. – № 7 (108). – С. 39–45.
63. Yang J. Intelligent Data Mining using Artificial Neural Networks and Genetic Algorithms: Techniques and Applications / A Thesis ... PhD at the University of Warwick. – 2010. – 264 p.
64. Chaturvedi D.K., Premdayal S.A. Short Term Load Forecasting (STLF) Using Generalized Neural Network (GNN) Trained with Adaptive GA / 4th International Conference, SEMCCO 2013, Chennai, India, December 19-21, 2013, Proceedings, Part II. – P. 132–143.
65. Rathore A.S., Chakrabarti P. Investigations on Restoration Scheme and Alarm Analysis in Power System // Intern. Journal of Computer Applications. – May 2015. – Vol. 117, No. 9. – P. 13–17.
66. Субботін С.О., Олійник А.О., Олійник О.О. Неітеративні, еволюційні та мультиагентні методи синтезу нечіткологічних і нейромережних моделей. – Запоріжжя: ЗНТУ, 2009. – 375 с.
67. Lucinska M., Wierzchon S.T. Hybrid Immune Algorithm for Multimodal Function Optimization // Recent Advances in Intelligent Information Systems. ISBN 978-83-60434-59-8. – P. 301–313. – <http://iis.ipipan.waw.pl/2009/proceedings/iis09-30.pdf>
68. Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Блінов І.В., Рибіна О.Б., Зозуля А.М. Використання штучних нейронних мереж для розв'язання задач визначення місць пошкоджень на лініях електропередачі // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2009. – Вип. 23. – С. 22–27.
69. Стогний Б.С., Буткевич А.Ф., Зорин Е.В., Левконюк А.В., Чижевский В.В. Проблемно-ориентированный мониторинг режимов энергообъединения // Техн. електродинаміка. – 2008. – № 6. – С. 52–59.
70. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Зорин Є.В., Буланая В.С. Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об'єктів ОЕС України при визначенні допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 51–58.

71. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Стасюк О.І. Підвищення надійності моніторингу допустимості завантаження контрольованих перетинів енергосистем // Техн. електродинаміка, 2014. – № 2. – С. 56–66.
72. Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Левконюк А.В. Підвищення надійності оперативного визначення поточної структури контрольованих перетинів енергосистем // Техн. електродинаміка. Темат. вип.: «Силова електроніка та енергоефективність». – 2012. – Ч. 4. – С. 140–145.
73. Ивахненко А.Г. Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем. – К.: Наук. думка, 1982. – 296 с.
74. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Рибіна О.Б. Моніторинг запасів статичної стійкості енергосистеми на базі вимірів векторів напруги // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 2. – С. 23–24.
75. Буткевич О., Кириленко О., Лелик Б., Кирейто М., Ковалів І. Оперативне керування режимами електричних мереж з використанням «Системи підтримки диспетчерського персоналу електричних мереж у прийнятті рішень» // Доповіді 2-ї Міжнар. наук.-практ. конф. «Управління енерговикористанням», 3-6 червня 1997 р. – Львів: ДУ «Львівська політехніка», 1997. – С. 31–32.
76. Буткевич А.Ф., Кириленко А.В. Системы поддержки диспетчерского персонала территориально-распределенных электроэнергетических объектов в принятии решений // Техн. електродинаміка. Темат. выпуск «Моделирование электронных, энергетических та технологических систем». – 1999. – Ч. 1. – С. 11–16.
77. Буткевич А.Ф., Лукьяненко Л.Н., Парус Е.В. Некоторые практические вопросы интеллектуализации компонентов АСУ ТП тепловых электростанций // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2005. – № 2 (11). Ч.1. – С. 55–58.
78. Буткевич О.Ф., Вороновський Г.К., Кириленко О.В. Системи інформаційно-інтелектуальної підтримки оперативного персоналу теплової електростанції // Техн. електродинаміка. Темат. випуск: «Силова електроніка та енергоефективність». – 2005. – Ч. 1. – С. 106–110.
79. Буткевич О.Ф. Системи інформаційно-інтелектуальної підтримки оперативного персоналу в електроенергетиці // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2007. – № 1 (16), Ч. 1. – С. 40–43.

80. Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Лук'яненко Л.Н., Парус Є.В. Системи підтримки прийняття рішень оперативним персоналом електроенергетичних об'єктів // Техн. електродинаміка. – 2008. – № 3. – С. 59–65.

81. Буткевич А.Ф., Лук'яненко Л.Н., Парус Є.В. Некоторые практические вопросы интеллектуализации компонентов АСУ ТП электроэнергетических объектов // Электротехнический рынок. – 2008. – № 3 (21). – С. 48–49.

82. Литвин В.В. Моделювання інтелектуальних систем підтримки прийняття рішень з використанням онтологічного підходу // Радіоелектроніка, інформатика, управління. – 2011. – № 2. – С. 93–101.

83. Шавранський В.М., Шавранський М.В. Основи нечіткої інтелектуальної системи підтримки прийняття рішення у процесі буріння нафтогазових свердловин в умовах ускладнень // Нафтогазова енергетика. – 2011. – № 3 (16).

<http://nge.nung.edu.ua/sites/ngenung.edu.ua/files/journals/016/11/svmsuu.pdf>

84. Hayes-Roth F. A blackboard-architecture for control // Artificial Intelligence. – 1985. – Vol. 26, No. 3. – P. 11–27.

85. Буткевич А.Ф. Вычислительные структуры и эффективность решения задач диспетчерского управления в электроэнергетике // Техн. електродинаміка. – Спец. випуск 2. – 1998. – Т.1. – С. 183–188.

86. Reisdorph K. Teach Yourself Borland Delphi 4 in 21 Days. – Indianapolis. Macmillan Computer Publishing, 1999. – 546 p.

87. Буткевич А.Ф. Логико-структурный подход к диагностированию аварийных состояний электрических сетей // Техн. електродинаміка. – 1999. – № 3. – С. 47–54.

88. Кириленко А.В., Буткевич А.Ф., Павловский В.В. Экспертные процедуры диагностирования при оперативном управлении электрическими сетями в аварийных ситуациях // Техн. електродинаміка. – 1995. – № 1. – С. 66–73.

89. Butkevych O., Kyrylenko O., Levitskiy V., Pavlovskiy V. The expert system for electrical network dispatch assistance // IV Sympozjum «Metody matematyczne w elektroenergetyce». – Zakopane, 22–24 Pazdziernika 1998. – P. 347–352.

90. Орел Е.Н. Эвристика обучения в задачах поиска // Изв. РАН. Техн. кибернетика. – 1992. – № 5. – С. 69–81.

91. Нильсон Н. Искусственный интеллект. Методы решения задач. – М.: Мир, 1973. – 272 с.

92. Бакаев А.А., Гриценко В.И., Козлов Д.Н. Экспертные системы и логическое программирование. – К.: Наук. думка, 1992. – 219 с.

93. Мороз-Подворчан И.Г. Об особенностях ЭВМ, работающих в реальном времени // Упр. системы и машины. – 1987. – № 4. – С. 8–12.

94. Искусственный интеллект / Кн. 2. Модели и методы: Справочник: Под ред. Д.А. Пospelова – М.: Радио и связь, 1990. – 304 с.

95. Ковальски Р. Логика в решении проблем: Пер. с англ. – М.: Наука, 1990. – 280 с.

96. Нильсон Н. Принципы искусственного интеллекта. – М.: Радио и связь. – 1985. – 373 с.

97. Fukui C., Kawakami J. An expert system for fault section estimation using information from protective relays and circuit breakers // IEEE Trans. on Power Delivery. – 1986. – Vol. 1, No. 4. – P. 83–90.

98. Kimura T., Nishimatsu S., Ueki Y., Fukuyama Y. Development of an expert system for estimating fault section in control center based on protective system simulation // IEEE Trans. on Power Delivery. – 1992. – Vol. 7, No. 1. – P. 167–172.

99. Eickhoff F., Handschin E., Hoffmann W. Knowledge based alarm handling and fault location in distribution networks // IEEE Trans. on Power Systems. – 1992. – Vol. 7, No. 2. – P. 770–776.

100. Хант Э. Искусственный интеллект. – М.: Мир, 1978. – 558 с.

101. Гладун В.П. Эвристический поиск в сложных средах. – К.: Наук. думка. – 1977. – 168 с.

102. Цетлин М.Л. Исследования по теории автоматов и моделированию биологических систем. – М.: Наука. – 1969. – 316 с.

103. Чень Ч., Ли Р. Математическая логика и автоматическое доказательство теорем: Пер. с англ./ Под ред. С.Ю. Маслова. – М.: Наука, 1983. – 360 с.

104. Кондаков Н.И. Логический словарь-справочник. – М.: Наука, 1975. – 720 с.

105. Ефимов Е.И. Решатели интеллектуальных задач. – М.: Наука, 1982. – 320 с.

106. Мамлыгин Т.Ю. Опыт внедрения микропроцессорных устройств РЗА фирмы СИМЕНС в основной сети ОЭС Украины //

Зб. наук. пр. Донецького держ. техн. університету. Серія «Електротехніка і енергетика». – 2000. – Вип. 21. – С. 168–170.

107. *Буткевич А.Ф., Кириленко А.В.* Генерація гіпотез о месте повреждения электрических сетей // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Електротехніка: Зб. наук. пр. – 1999. – С. 140–159.

108. *Cho H.J., Park J.K.* An Expert System for Fault Section Diagnosis of Power Systems using Fuzzy Relations // IEEE Trans. on Power Systems. – 1997. – Vol. 12, No 1. – P. 342–348.

109. *Park Y.M., Kim G.W, Sohn J.M.* A Logic Based Expert System (LBES) for Fault Diagnosis of Power System // IEEE Trans. on Power Systems. – 1997. – Vol. 12, No. 1. – P. 363–369.

Основні скорочення до розділу 1

АПВ	– автоматика повторного ввімкнення
БД	– база даних
БЗ	– база знань
ДК	– оперативно-диспетчерське керування
ЕЕО	– електроенергетичний об'єкт
ЕЕС	– електроенергетична система
ЕМ	– електричні мережі
ЗП	– засоби передачі-прийому інформації
КА	– вимикач (буквально – <i>комутаційний апарат</i>)
МГУА	– метод групового урахування аргументів
ПАС	– післяаварійний стан
ПРВВ	– пристрій резервування відмови вимикача
РЗ	– релейний захист
РЗА	– релейний захист та автоматика
РЗЛ	– релейний захист ліній
РЗШ	– релейний захист шин
СПДПР	– системи підтримки оперативно-диспетчерського персоналу у прийнятті рішень
СППР	– системи підтримки прийняття рішень
ЦДК	– центр диспетчерського керування
ШІ	– штучний інтелект
ШНМ	– штучні нейронні мережі

РОЗДІЛ 2

МУЛЬТИАГЕНТНІ ТЕХНОЛОГІЇ КЕРУВАННЯ

На сьогодні з розвитком розосереджених джерел електроенергії та активних споживачів підвищується складність керування інтелектуальними електричними мережами. Централізоване керування стає неефективним через значні потоки інформації, оскільки багато часу витрачається на її передавання в центр та прийняття там рішень. Технології мультиагентного керування дають змогу підвищити ефективність керування такими електричними мережами.

Вже близько двадцяти років у світовій літературі зустрічаються пропозиції використання мультиагентних систем (МАС) для вирішення проблем в енергетиці. На сьогодні мультиагентні технології використовують для ряду застосувань, включаючи діагностику [1], моніторинг стану [2], відновлення системи живлення [3], моделювання ринків [4], керування мережею [5] та автоматикою [6]. Все частіше мультиагентні технології мігрують з лабораторій на підприємства, що дає змогу промисловості отримати досвід у використанні МАС, а також оцінити їх ефективність.

Проте, незважаючи на зростаюче розуміння технології, часто постають деякі фундаментальні питання як для науковців, так і для промисловості щодо їх ролі у електроенергетиці. Які вигоди можна отримати від мультиагентних систем? Чим вони відрізняються від існуючих систем та підходів? З якого роду проблемами можна стикнутися при їх впровадженні?

При впровадженні МАС у електроенергетиці виникають й інші питання щодо розроблення мультиагентних систем, особливостей їх впровадження, спеціальних питань використання МАС в електроенергетиці.

Розглянемо основні концепції та підходи, що стосуються мультиагентних систем, рушійні фактори та вигоди від впровадження МАС, їх порівняння з іншими технологіями, доступні стандарти та керівні положення на цей час.

2.1. Мультиагентні системи в електроенергетиці

Для того щоб зрозуміти потенційні вигоди від МАС в електроенергетиці та галузі, в яких можна їх застосувати, необхідно зрозуміти базові концепції, поняття та підходи, що стосуються мультиагентних систем.

У літературі є багато визначень що таке агент, і це свідчить про труднощі у визначенні поняття агента. У той час як зазвичай визначення відрізняються одне від одного, всі вони поділяють основну концепцію: поняття агента, його середовища і властивості автономії. Всесвітньо відоме базове поняття агента належить Вулдріджу [7].

Згідно з Вулдріджем агент – це програмне, або апаратне забезпечення, що перебуває у деякому середовищі й здатне автономно реагувати на зміни в ньому. Середовищем є все те, що знаходиться зовні агента. Надалі будемо дотримуватися цього визначення. Для того щоб вважати, що агент знаходиться у певному середовищі, щонайменше частина його має бути доступна агенту або змінювана їм. Середовище може бути фізичним (наприклад, електрична мережа) і спостерігатися за допомогою різних давачів або це може бути обчислювальне середовище (наприклад, бази даних, обчислювальні ресурси тощо), і тоді вони мають спостерігатися за допомогою системних викликів, програмних звернень та передавання повідомлень. Агент може змінювати навколишнє середовище, виконуючи будь-яку дію: або фізично (наприклад, закрити зазвичай доступну точку налагодження мережі), або іншим чином (наприклад, зберігання діагностичної інформації в базі даних для доступу інших агентів).

Агента можна відділити від свого середовища. Розміщення копій агента в різних середовищах не означає, що він матиме ті ж властивості і буде придатний для досягнення тих цілей, для яких його було створено. Конкретні дії, виконані якимось агентом у різних середовищах, можуть відрізнятися внаслідок різних обставин, що відбуваються в різних середовищах. Це означає, що агента можна використати в будь-якому середовищі, якщо воно підтримує задачі, для яких призначено агента.

За визначенням Вулдріджа суб'єкт, розміщений у будь-якому середовищі, є агентом, якщо він діє автономно на відповідь змінам

середовища. Автономність – це дещо абстрактний термін, що використовується в усіх визначеннях агента, але зазвичай не має прямого визначення. Найзагальнішим визначенням автономії є те, що агент виконує керування своїми власними діями. Це означає, що він може ініціювати або ж запланувати певні дії для виконання. Іноді до автономності висувають вимогу, що планування дій має виконуватись у відповідь на деякі зміни в середовищі, а не просто як результат знань агента. Отже, автономія – це здатність планувати дії на основі спостережень за навколишнім середовищем. З інженерної точки зору це визначення є проблематичним: воно не досить чітко розрізняє агентів з числа існуючих програмних і апаратних систем. За цим визначенням автономії деякі існуючі системи можуть класифікуватися як агенти. Наприклад, захисне реле може вважатися агентом. Воно розміщене у своєму середовищі, тобто у електроенергетичній системі (ЕЕС), реагує на зміни в середовищі, тобто на зміни напруги чи струму. Це також вказує на ступінь автономії. Аналогічні міркування можуть бути зроблені для таких програмних систем, як антивірусні програми.

Агент – це скоріше інструмент для аналізу систем, а не абсолютна характеристика, яка ділить світ на агентів і неагентів. Важливо розрізнити мультиагентні системи та розуміти чим вони відрізняються від існуючих систем та інженерних підходів.

Для того щоб відрізнити МАС від існуючих систем, використаємо визначення агента, що було наведено вище. Розширимо поняття агента до інтелектуального агента шляхом розширення поняття автономії до гнучкої автономії. Будь-який інтелектуальний агент, що має гнучку автономію, має три характеристики, наведені далі.

Реактивність: інтелектуальний агент має можливість своєчасно реагувати на зміни в його середовищі і виконує певні дії, основані на цих змінах, та функцію, для якої він призначений.

Ініціативність: інтелектуальний агент має поведінку, націлену на результат. Це означає, що агент буде динамічно змінювати свою поведінку з метою досягнення власної цілі. Наприклад, якщо агент втратив зв'язок з іншим агентом, послуги якого він потребує для досягнення своїх цілей, то він шукатиме іншого агента, який зможе надати йому ці послуги.

Соціальність: інтелектуальний агент здатен взаємодіяти з іншими інтелектуальними агентами. Соціальність це більш ніж про-

сте передавання даних між різним програмним та апаратним забезпеченням, що можуть виконувати більшість традиційних систем. Ця властивість агента означає здатність домовлятися і взаємодіяти в кооперативній манері. Вона зазвичай базується на комунікаційній мові агента, що дає змогу агентам спілкуватися, а не просто передавати дані.

Оскільки багато існуючих систем володіють властивістю реактивності, то для їх визнання як інтелектуальних агентів вони потребують також властивостей ініціативності та соціальності. Хоча не тільки властивості реактивності, ініціативності та соціальності допомагають розрізнити агентів від традиційних програмних та апаратних систем, проте саме з цих характеристик, як йтиметься далі, можна винести багато переваг.

Мультиагентна система – це система, що містить два або більше звичайних чи інтелектуальних агентів. Важливо зазначити, що зазвичай немає жодної загальної мети системи, тільки локальні цілі кожного окремого агента. Наміри розробника системи можуть бути реалізовані тільки шляхом додавання кількох інтелектуальних агентів, локальні цілі яких кореспондуються з цими намірами.

Агенти в звичайній мультиагентній системі можуть мати або не мати можливості взаємодії один з одним, проте інтелектуальні агенти мають соціальну властивість і тому мають взаємодіяти один з одним.

Далі, враховуючи те, що в електричних мережах всі складові спрямовані на спільний результат, мова піде про системи, які підтримують взаємодію агентів.

2.2. Мультиагентні технології при моделюванні та керуванні в електричних мережах

Для того щоб відповісти на питання як і навіщо використовувати МАС в електроенергетиці, зокрема і в електричних мережах, необхідно зрозуміти базові шляхи їх використання. Сьогодні МАС має тенденцію використовуватися двома способами: як підхід до побудови гнучких та розширюваних програмних і апаратних систем та як підхід до моделювання.

2.2.1. МАС як підхід до створення відмовостійких, гнучких та розширюваних систем

Існує багато сфер в електроенергетичній галузі, для яких гнучкі та розширювані рішення надають багато переваг. Гнучкість означає властивість правильно реагувати на динамічні ситуації, а також підтримку таких дій у різних ситуаціях та середовищах. Це визначення схоже на поняття автономності, а отже, інтелектуальні агенти мають автоматично бути гнучкими. Але автономність є спроможністю агента планувати свої власні дії, а гнучкість стосується набору можливих дій, з яких вибирається найбільш відповідна. Прикладом гнучкої поведінки може бути коректне оброблення різних форматів даних одного типу (таких як температури у градусах Цельсія або Фаренгейта) або здатність створювати новий план, якщо поточні дії не вдається виконати.

Розширюваність означає здатність легко додавати нові функції до системи, тобто розширювати або модернізувати будь-які існуючі функціональності. Наприклад, у систему моніторингу стану можна встановити новий тип давача, що потребує нового алгоритму аналізу даних. Отже, система може бути покращена завдяки використанню більш швидкого алгоритму обчислення навантаження. Для розподільних мереж система керування та контролю розподіленою мережею, що відповідальна за регулювання напруги, може бути розширена до функцій автоматичного відновлення та керування розподіленою генерацією. Важливо, щоб розширювана система давала змогу впровадити нові функціональні можливості без потреби повторного впровадження існуючих функцій.

Багато додатків у електроенергетичній галузі також висувають вимоги до забезпечення відмовостійкості та структурної деградації: якщо з якоїсь причини частина системи вийшла з ладу, система повинна, як і раніше, бути в змозі задовольняти цілі розробника або, якщо це неможливо, вона повинна зробити те, що може, не заважаючи іншим системам.

Мультиагентні системи здатні забезпечити шлях до побудови таких систем. Дійсно, гнучкість, розширюваність та відмовостійкість МАС – це часто ті властивості, що спонукають до використання таких систем. Однак, для того щоб було зрозуміло, яким чином МАС забезпечують гнучкість, розширюваність та відмовостій-

кість, розглянемо властивості агентів та МАС, що дають змогу отримати ці якості.

Найперше, розглянемо вигоди від автономії та інкапсуляції агента. Агент інкапсулює певне завдання або набір функціональних можливостей, аналогічно модульному або об'єктно-орієнтованому програмуванню. Це означає, що вигоди від стандартних інтересів також доступні шляхом програмування агента за допомогою використання повідомлень зі стандартною комунікаційною мовою агента, але не треба забувати про додаткову можливість автономної дії. Нагадаємо, що автономна дія означає, що кожен агент може планувати власну діяльність з метою досягнення своїх цілей. У разі модульного програмування зовнішні модулі можуть викликати функцію, що у будь-якому разі має бути виконана. У разі агентного програмування зовнішні агенти можуть лише надсилати повідомлення із запитом на певні дії агента: автономний агент може вирішити чи слід йому виконувати запит, пріоритетність поставленої задачі і, за потреби, запланувати інші дії. Це може бути корисним у ситуації, коли агент отримує багато запитів та не може виконати їх усі у відведений для цього час, наприклад такі, як численні запити для ресурсомісткої задачі обчислення потокорозподілу.

Автономія кожного агента та інтерфейс повідомлень найбільше сприяють гнучкості та розширюваності систем. Оскільки агенти не пов'язані прямо з іншими агентами, то легко вивести з експлуатації одного з них або додати нового, тоді як інші працюють. Будь-який агент, що взаємодівав із зупиненим агентом, може використовувати стандартні засоби, щоб знайти іншого агента, який виконує ту ж саму задачу, і за цим механізмом нові агенти можуть бути включені в систему. Це означає, що нові агенти можуть інтегруватися в систему без особливих зусиль з боку розробника системи.

Ці якості дають змогу системам набувати властивості розширюваності: додаткова функціональність може бути додана шляхом простого долучення нових агентів, що використовують сервіс місцезнаходження для пошуку інших агентів з метою взаємозв'язку з ними, а частини систем можуть бути модернізовані шляхом розгортання нового агента і видалення застарілого. Гнучкість також дає змогу долучити відповідний набір агентів, щоб відповідати вимогам окремих ситуацій і тому дає змогу системі самостійно конфігуруватися. І, нарешті, традиційні системи також можуть бути вклю-

чені в мультиагентні системи шляхом додавання їх функціональності у обмін повідомленнями агентів.

Щодо вигоди від відкритої архітектури МАС, то відкрита агентна архітектура не накладає ніяких обмежень на мову програмування або на походження агентів, що містяться у системах і дозволяє гнучку комунікацію між агентами. Це досягається за допомогою використання стандартів обміну повідомленнями. Видалення агента з його навколишнього середовища означає, що його мова обміну повідомленнями буде зрозумілою всім іншим агентам у іншому середовищі.

Прикладом набору стандартів для відкритої архітектури є стандарти організації FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents) [8], що створена в рамках Інституту інженерів з електротехніки та електроніки (IEEE). Ця організація ставить на меті визначення специфікацій та стандартів, що можуть підтримувати взаємосумісність між системами, базованими на агентах, що розроблені різними компаніями та організаціями. Ці стандарти впливають не тільки на методи комунікації між агентами, але також і визначають базову архітектуру мультиагентних систем.

Еталонна модель керування агентом FIPA охоплює рамки, в межах яких існують агенти, і охоплює стандарти для створення, розміщення, видалення та комунікації між агентами. Це все можна узагальнено назвати платформою агента, яка і є частиною його середовища. Першою вимогою відкритої архітектури агента є те, що платформа не встановлює жодних обмежень щодо створення та обміну повідомленнями агентів, тоді як другою вимогою є те, що має бути доступний будь-який механізм для пошуку конкретних агентів або агентів, що пропонують конкретні послуги в рамках платформи.

Спочатку агентні системи мали тенденцію до закритих архітектур. Використовувався один набір агентів щоразу як система працювала зі всіма комунікаціями, що визначалися розробником системи. Прикладом такої системи є система ARCHON для керування розподільною мережею, побудованою для інтеграції з існуючими системами [9]. Така архітектура називається закритою, оскільки не має можливості додати нових агентів до вже існуючих. Закрита архітектура фактично відбирає можливість розши-

рення та гнучкості системи, жорстко обмежуючи вигоди від використання її агентів.

Будь-який агент є відокремленим від оточуючого середовища. Це означає, що він може бути розміщений у різних середовищах і при цьому мати ті ж цілі й властивості. Тому агент, по суті, є розподіленим і не має фіксованого зв'язку з його навколишнім середовищем. На практиці розподіл агентів по мережі підтримується платформою агента: платформа запускається на кожному комп'ютері, який приймає агента, і агенти розгортаються в рамках платформи.

Для агентів у рамках однієї платформи немає жодної різниці між агентами, що розміщені на одному комп'ютері, та агентами, що розміщені на різних. Це означає, що один і той же набір агентів може бути розгорнутий як на одному комп'ютері, так і як альтернатива на різних комп'ютерах у мережі без модифікації, або зміни коду агента.

Принцип надлишковості є одним зі стандартних інженерних підходів щодо підвищення відмовостійкості систем. Надлишковість в МАС означає, що в системі є більш ніж один агент з заданим набором властивостей. Якщо агент потребує послуг іншого агента для досягнення своїх цілей і він не може впоратися з задачею, то перший агент може активно шукати йому альтернативу для отримання тих послуг, яких він потребує.

Ця надлишковість може бути забезпечена простим дублюванням кожного агента, можливо, з розподіленням дублікатів на різні комп'ютери. Це забезпечить таку фізичну відмовостійкість, як втрата з'єднання з мережею або пошкодження комп'ютера. Відмовостійкість щодо програмних збоїв потребує інших рішень, а не просто запуску двох копій одного агента. Різні програми та операційні середовища мають різні вимоги до рівнів відмовостійкості, і тому підхід має бути пристосованим до кожної конкретної програми.

Проте гнучкість, пропонована відкритою архітектурою агентів з високим рівнем соціальності, теж призводить до створення відмовостійкої системи.

2.2.2. МАС як підхід до моделювання

Мультиагентні системи – це більше ніж метод системної інтеграції. Вони також забезпечують підхід до моделювання. Мультиагентні системи можуть представити реальну ситуацію з позиції

різних сторін і дати спосіб для моделювання складних форм поведінки як агентів, так і системи в цілому.

Подібний підхід використовується в міжнародних стандартах, таких як ІЕС 61970 та ІЕС 61850. Основними перевагами цього підходу є інкапсуляція даних: конкретні структури даних, що використовуються для зберігання атрибутів об'єкта, приховані від зовнішніх об'єктів, але побічно доступні через запити і стандартні інтерфейси. Конструкція, базована на агентах, додає зазвичай ще один рівень абстракції: не тільки внутрішні структури даних приховані, але і методи (дії), що може виконувати агент, також приховані і доступні через стандартні інтерфейси обміну повідомленнями.

Зазначений підхід використання МАС є природним для моделювання акторів у таких системах, як енергетичні ринки. Наприклад, на реальному ринку актори мають свої атрибути (наприклад, бажана та реальна ціна для продавців) та можливі дії (наприклад, початок аукціону, прийняття заявки), якими інші актори не можуть керувати прямо. Непрямий доступ надається, наприклад, шляхом виставлення продавцем найвищої ціни в надії на те, що вона буде прийнята. Шляхом моделювання кожного учасника ринку (актора), як окремого агента в мультиагентній системі, легко здійснювати моделювання різних сценаріїв ринку: атрибути одного або декількох учасників ринку можуть бути змінені за допомогою зміни початкових умов одним або кількома агентами.

Моделювання ринку – це варіант використання, в якому переваги від використання мультиагентного підходу досить прозорі. Шляхом моделювання поведінки та взаємодії окремих агентів може бути вивчена робота ринку в цілому. Конкретний приклад застосування мультиагентних технологій для розроблення моделювання процесів інформаційного обміну в системі розподілу пропускну́ї спроможності електричних мереж розглянемо у підрозділі 2.4.

Однак цей підхід до моделювання можна корисно застосовувати і для інших процесів в електроенергетичній галузі, зокрема для моделювання роботи та керування електроенергетичними системами, мережами та їх елементами. Приклад застосування мультиагентних технологій для керування активними споживачами буде розглянуто у розділі 3.

На сьогодні перспективними вважаються такі сфери використання МАС: планування, складання графіків, стратегічне та ресурс-

не прийняття рішень, діагностика, керування та перепланування у реальному часі, інтеграція програмних систем, взаємозамінність, інтеграція знань, онтології, імітація та моделювання.

Перед дослідженням застосування МАС в електроенергетиці доцільно розглянути спільні та відмінні риси мультиагентних систем із подібними технологіями, такими як мережеві обчислення, веб-сервіси та технології штучного інтелекту.

Спільне між першими трьома технологіями є те, що всі вони стосуються розподілених обчислень, тобто освоєння розподілених апаратних і програмних ресурсів для завершення конкретних цілей або завдань. Всі вони, як правило, підтримують деяку форму обміну повідомленнями між їх складовими частинами. Ці технології, перш за все, відрізняються за сферами застосування. Мережеві обчислення зазвичай фокусуються на освоєнні апаратних ресурсів (обчислювальна потужність) для вирішення складних завдань. Веб-сервіси, з іншого боку, розроблені для надання взаємосумісності програмним системам.

На перший погляд веб-сервіси і мультиагентні системи схожі. Для опису веб-сервісів і взаємодії агентів часто використовуються схожі стилі діаграм взаємодії. Ідеї «сервісів» та «сервісів посередників» є загальними для цих технологій. Однак стандарти для мультиагентних систем (наприклад, [8]) підтримують багатший набір взаємодій, ніж ті, які потрібні для надання послуг, що підтримуються веб-сервісами. Таким чином, хоча веб-сервіси підтримують взаємосумісність між програмними системами, природа цієї взаємосумісності є більш обмеженою, ніж у мультиагентних систем.

Ключовою відмінністю між мультиагентними системами, мережевими обчисленнями і веб-сервісами є поняття автономії. Згідно з чинними стандартами немає положення про автономію веб-сервісів і точно немає жодних вимог до автономії у мережевих обчисленнях. Соціальність та активна природа агентів відрізняє їх від мережевих обчислень та веб-сервісів настільки, що технологія МАС розглядається як механізм для вдосконалення веб-сервісів та систем мережевих обчислень. Отже, застосування агентів є виправданим, коли автономія пропонує відчутні вигоди.

Щодо таких відмінностей МАС та методів штучного інтелекту, як експертні системи, системи прийняття рішень, штучні нейронні мережі. Через те, що методи штучного інтелекту використо-

вують для розв'язання подібних завдань (діагностика пошкоджень, моніторинг стану, підтримка прийняття рішень) МАС часто вважають як іншу технологію штучного інтелекту. Але МАС не альтернатива або конкурент класичним технологіям штучного інтелекту. Хоча, дійсно, існує багато випадків у літературі, де експертні системи, штучні нейронні мережі та системи прийняття рішень використовуються для забезпечення агентів певними властивостями для досягнення цілей, для яких вони створені. Що МАС дійсно забезпечують, так це основу для побудови гібридних систем, які об'єднують різні методи штучного інтелекту.

2.3. Технічні рішення впровадження мультиагентних систем

2.3.1. Переваги застосування МАС

Як зазначено у попередньому підрозділі, мультиагентні технології пропонують два підходи до розробки застосувань. Можна виділити чотири широкі сфери застосування агентів у електроенергетиці. У кожній сфері використовується властивість гнучкої автономії, що дає можливість створювати новий набір методів і властивостей, а також спиратися на традиційні знання і проблеми в галузі.

Отже, доцільно розглядати можливість застосування мультиагентних систем, якщо сфера їх застосування має одну або більше з таких характеристик:

- взаємодія між різними концептуальними об'єктами, такими як різноманітні керуючі підсистеми, наприклад, керування мікромережею з урахуванням теплових обмежень, регулювання напруги та відновлюваних джерел енергії;
- взаємодія великої кількості сторін, коли неможливо явно змоделювати поведінку системи в цілому, наприклад, моделювання енергетичного ринку, де моделюється кожний виробник електроенергії, незалежний оператор системи, клієнт тощо;
- достатня кількість даних/інформації на місцевому рівні для проведення аналізу/рішення без необхідності зв'язку з центром, наприклад, діагностика підстанції на основі систем моніторингу трансформатора, розподільного обладнання та релейного захисту;

- необхідність реалізації нових функцій у рамках існуючих компонентів і систем керування, наприклад, розширення системи моніторингу стану підстанцій шляхом додавання функцій інтерпретації даних;

- потреба постійного розширення функціональності, наприклад, системи керування активами за рахунок використання моніторингу стану в режимі реального часу на кількох елементах.

Розглянемо далі конкретні вигоди від МАС для різних сфер застосування.

Базовою сферою застосування для мультиагентних систем є широке коло функцій моніторингу та діагностики в електроенергетиці. Мультиагентні технології є чудовим інструментом для збору та обробки розподіленої інформації та знань.

Застосування МАС для моніторингу стану обладнання та частин електростанцій пропонує вирішення низки проблем:

- збір даних від різноманітних давачів;
- інтерпретація даних з метою отримання корисної інформації, що часто вимагає використання численних алгоритмічних та основаних на інтелектуальних системах підходів;
- об'єднання доказів та інформації, отриманої від різних алгоритмів інтерпретації для формування загального висновку діагностики;
- доставка діагностичної інформації в коректному форматі відповідним системам та персоналу;
- автоматична зміна параметрів системи та відповідно підстанції залежно від її стану.

Щодо складових частини електроенергетичних об'єктів (ЕЕО), наприклад, трансформаторів, то для моніторингу їх стану можна використовувати різні давачі для моніторингу часткового розряду, акустичного моніторингу часткового розряду тощо. Крім того, оперативна інформація про навантаження мережі та аварійні умови від цифрових реєстраторів аварійних подій також можуть бути використані для інформування діагностичного процесу. Мультиагентні технології дають змогу комбінувати дані від усіх цих джерел у гнучкій манері: інформація використовується тоді, коли вона доступна та доречна шляхом делегування задачі моніторингу кожного джерела певному автономному агенту.

МАС доцільно використовувати і для післяаварійної діагностики електроенергетичних мереж і систем. Коли оперативний персонал розглядає причини та оцінює вплив аварій електроенергетичних систем, він використовує низку джерел даних, а саме: систем SCADA, реєстраторів аварійних подій тощо. Автоматизація аналізу таких даних забезпечує істотну підтримку прийняття рішень оперативним персоналом. Наприклад, в [1] зазначено, що в процесі роботи одного британського підприємства відбувся потік 15000 тривожних повідомлень SCADA і 1695 записів реєстратора аварійних подій під час одного шторму. Оперативний персонал потребує ефективних інструментів аналізу для боротьби з такими ситуаціями.

Дослідження застосування інтелектуальних систем для аналізу даних систем електропостачання триває протягом трьох десятиліть, створено багато засобів та технологій для аналізу джерел даних. Мультиагентні технології можуть використовуватися для інтегрування існуючих засобів аналізу даних для покращення діагностичної підтримки персоналу, надаючи цілісний погляд на роботу електроенергетичних систем, базованих на різноманітних джерелах даних.

Враховуючи впровадження розосереджених джерел енергії, проблеми керування навантаженням, ринкові відносини, підвищення складності розподільних мереж та кількості зв'язків систем, робота сучасної ЕЕС надзвичайно складна [10].

Мультиагентні системи забезпечують технологію для гнучкого керування сучасною електроенергетичною системою. Підхід використання центральної системи SCADA та декількох менших розподілених SCADA систем стає все більш недостатнім для деяких операцій керування. Потрібен підхід, який би забезпечив інтелектуальне, швидке та адаптивне локальне керування та прийняття рішень. Найчастіше мультиагентні системи використовуються для таких цілей:

- відновлення електроенергетичної системи;
- активної роботи розподільної мережі;
- керування мікромережею;
- керування електричними системами на кораблях.

Візьмемо як приклад розподільні мережі. При керуванні такими мережами виникає низка проблем, які не в останню чергу пов'язані з масштабованістю та гнучкістю рішень. За допомогою

функціоналу розподіленого керування можна локально керувати мережею, використовуючи інтелектуальних агентів прийняття рішень про відновлення мережі, зміни її конфігурації та керування навантаженням. Локальне прийняття рішень, у свою чергу, потребує агентів, сумісних із такими операціями, як моніторинг локального стану, керування комутаційними апаратами та координація з іншими регіонами мережі.

Деякі процеси в сучасних ЕЕС є дуже складними для моделювання та імітації традиційними методами. Тому використання МАС, як підходу до моделювання, що описаний у підрозділі 2.2, може мати багато переваг для імітації складних ЕЕС, енергетичних ринків, електричних мереж та ЕЕО. Всі ці об'єкти мають одну спільну властивість: загальна характеристика їх функціонування дуже складна, але залежить від взаємодії більш простих сторін. Цей підхід з успіхом використовується до моделювання та імітації торгів на ринку електроенергії, де агенти моделюють постачальників, посередників, генераторів та споживачів. Іншою перспективною сферою застосування є планування транзитних потоків потужності.

Захист в електроенергетичних системах є сферою, де зазвичай проводять аналогію між агентами та захисними пристроями. Тому реле та пов'язане з ним обладнання розглядаються як агенти з їх функціональністю відповідно. При цьому вивчаються мультиагентні технології як спосіб розробки нових схем захисту, які є відмовостійкими та самоорганізованими. Тоді як потенційні застосування МАС в електроенергетиці охоплюють широкий спектр питань, деякі застосування є більш зрілими, ніж інші. Є і конкретні випадки промислового застосування МАС.

2.3.2. Технологічні перешкоди застосування МАС в електроенергетиці

Незважаючи на те, що потенційні вигоди від мультиагентних технологій відомі й описані вище, важливо відмітити ключові технічні проблеми, які досі виникають при впровадженні МАС в електроенергетичній галузі. Зокрема, при розробці та впровадженні мультиагентних систем виникає низка питань щодо побудови автономних інтелектуальних агентів для енергетичних застосувань та їх загального середовища.

Як йшлося раніше, на сьогодні мультиагентні технології намагаються застосовувати для широкого спектра використань у рамках електричних мереж від моніторингу та діагностики до керування мережею. Рушійним фактором для їх застосування часто виступають такі якості цих систем, як гнучка автономія, реактивність, ініціативність, соціальні властивості, розподілена природа агентів, можливість адаптивної поведінки та висока відмовостійкість мультиагентних систем. У дійсності процеси розробки та подальшого впровадження таких систем можуть обмежити їх позитивні якості до такого рівня, що ці властивості у реалізованій системі не будуть помітні. Тому при розробці мультиагентних систем необхідно використовувати найкращі існуючі практики для таких цілей та існуючі стандарти.

Розглянемо існуючі стандарти по MAC та їх взаємозв'язки з діючими стандартами даних, наприклад, щодо загальної інформаційної моделі та яким чином найкраще налагодити взаємосумісність між агентами від різних розробників. Важливо зазначити, що запропоновані рекомендації не є рекомендаціями з розробки та впровадження MAC самих по собі, а рекомендаціями щодо застосування MAC спеціально для використання в електричних мережах.

Використання стандартів дуже важливе при розробці мультиагентних систем. Енергетичні підприємства прагнуть до більш тісної інтеграції раніше розділених систем. Існуючі стандарти, такі як CIM [11], що регламентує відкриті інтерфейси між системами керування споживанням від різних виробників, або IEC 61850 [12], що регламентує взаємосумісність між пристроями в рамках підстанцій, підтверджують це. Ці стандарти не можуть бути прямо використані для мультиагентних комунікацій, оскільки комунікаційні можливості агентів вимагають багатшої мови, ніж застосовують у стандартах даних. Проте є потенціал використання цих стандартів як фундаменту для онтології мов комунікації інтелектуальних агентів. При масовому використанні MAC технологій в електричних мережах застосування стандартів, що регламентують взаємосумісність між системами, буде вкрай вигідним, або навіть необхідним.

Останнім часом стандарти Організації інтелектуальних агентів (FIPA) стали стандартами де-факто для розробників MAC у комп'ютерних науках і за їх межами. FIPA ставить за мету визначити специфікації та стандарти, які можуть бути використані для під-

тримки взаємосумісності між мультиагентними системами, розробленими різними виробниками та організаціями [13–19]. Ці стандарти впливають не тільки на методи комунікації між агентами, але і на базову архітектуру мультиагентних систем. Стандарти організації FIPA визначають нормативне підґрунтя, в рамках якого існують та функціонують агенти. Вони визначають логічну еталонну модель для створення, реєстрації, розміщення, комунікації, міграції та виведення з роботи агентів.

Основою соціальної властивості агентів є мова їх комунікації. Вона визначає, яким чином агенти обмінюються інформацією та спілкуються. В рамках цих комунікаційних мов є протоколи та мови вмісту, що дають змогу створювати та інтерпретувати повідомлення. На сьогодні розроблено цілу низку різних методів міжагентної взаємодії. На початку свого існування мультиагентні системи користувалися власними комунікаційними мовами. Однією з перших комунікаційних мов, що використовувалася в різних сферах застосування, була мова KQML (Knowledge Query and Manipulation Language), яка з'явилася на початку 90-х років XX-го століття. Сьогодні існує ряд таких мов і більшість з них регламентовані міжнародними стандартами FIPA. Проте останніми роками найчастіше користуються мовою FIPA-ACL [16].

Структура повідомлення FIPA-ACL має 13 полів (див. табл. 2.1). Першим і єдиним обов'язковим полем у повідомленні є перформатив (performative), що визначає тип комунікаційної дії. Класифікуючи повідомлення за перформативом, засоби FIPA-ACL можуть переконатися, що одержувач зрозуміє значення повідомлення у тому самому розумінні, як і передавач повідомлення, усуваючи будь-які неточності щодо його змісту.

FIPA визначає 22 перформативи або комунікаційних дій, що визначають тип змісту повідомлень та потік повідомлень, очікуваний кожним агентом при виконанні певних класів комунікаційних дій [17]. На рис. 2.1 показано потік повідомлень, що визначаються FIPA для комунікаційної дії типу запит-відмова (query-ref). Наприклад, агент А може бути зацікавлений у інформації щодо розподілених генераторів, приєднаних до певної локальної мережі. Якщо агент Б відповідальний за керування мережею, то агент А може надіслати запит агенту Б щодо розміщення локальних генераторів, приєднаних до мережі на цей час.

Таблиця 2.1

Структура повідомлення

Поле повідомлення	Опис
performative	Тип комунікаційної дії
sender	Учасник взаємодії
receiver	Учасник взаємодії
reply-to	Учасник взаємодії
content	Вміст повідомлення
language	Мова вмісту
encoding	Шифрування вмісту
ontology	Використовувана онтологія
protocol	Протокол для взаємодії
conversation-id	Номер для керування взаємодією
reply-with	Параметр керування взаємодією
in-reply-to	Параметр керування взаємодією
reply-by	Параметр керування взаємодією

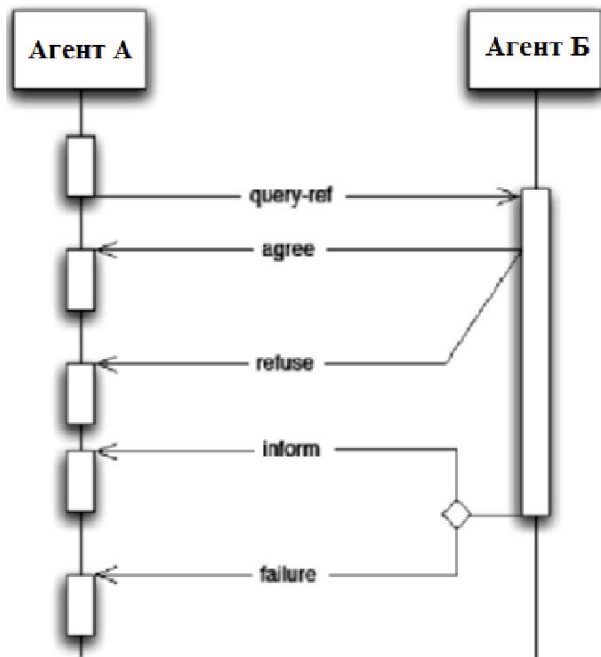


Рис. 2.1. Схема взаємодії агентів

Вміст повідомлення включає дві частини: мову вмісту та онтологію. Мова вмісту визначає його синтаксис. Онтологія визначає семантику. Мова вмісту та онтологія задекларовані в полях «вміст» та «онтологія» у повідомленні FIPA-ACL.

Під поняттям онтологія будемо розуміти загальноприйняту і загальнодоступну концептуалізацію певної області знань, яка містить базис для моделювання цієї області знань і визначає протоколи для взаємодії між агентами, які використовують знання з цієї області, і, нарешті, включає домовленості про представлення теоретичних основ цієї сфери знань.

FIPA пропонує стандарти для чотирьох різних мов вмісту: FIPA-Semantic Language (FIPA-SL); Knowledge Interchange Format (KIF); Resource Definition Framework (RDF) та Constraint Choice Language (CCL) [19].

Вибір мови вмісту є важливим, оскільки вона відповідає за вираження певної онтології. Онтологія відображає концепції області знань та відносин між цими концепціями у структурованій манері. Концепції можуть бути фізичними (підстанції, трансформатори тощо) або абстрактними, наприклад, характеристичні вектори. Предикати визначають взаємодії в рамках концепції та можуть бути оцінені як правда або неправда. Агенти використовують онтологію для передавання інформації, формулювання питань та запитів на виконання дій, пов'язаних з їх сферою.

Якщо при впровадженні MAC бажаною є взаємосумісність з іншими системами, тоді необхідно застосовувати однакові стандарти щодо архітектур MAC, комунікаційних мов агента та мов вмісту. Це можуть бути стандарти FIPA.

Якщо агенти в рамках MAC мають можливість безперешкодно приєднуватись до системи, то необхідно вжити заходів щодо визначення рівня довіри між агентами та безпеки обміну повідомленнями. Конкуруючі агенти можуть пропонувати менше послуг, оскільки можуть мати відмітку про нижчу довіру до них. Зв'язки між агентами також відкриті для таких атак, як підміна відправника або модифікація повідомлення.

Крім технічних питань і питань щодо реалізації MAC, описаних вище, також є недостатність досвіду у використанні мультиагентних систем в галузі електроенергетики. Це є очевидною проблемою як підприємств, так і розробників таких систем. Зрозуміло, що

шлях мультиагентної системи від прототипу до промислового використання, яка була б гнучкою і достатньо надійною, є непростим.

2.3.3. Взаємосумісність систем

Стандарти FIPA пройшли тривалий шлях у забезпеченні взаємосумісності між мультиагентними системами. Якщо різні розробники дотримуються єдиного набору стандартів FIPA, то розроблені ними агенти повинні мати можливість взаємодіяти. Розглянемо агентів А та Б на рис. 2.1. Припустимо, що вони розроблені за стандартами FIPA і тому мають розпізнати один одного і взаємодіяти. Хоча в цьому випадку агенти можуть обмінюватися повідомленнями, використовуючи FIPA-ACL, проте, якщо вони не використовують загальну онтологію, вони не зможуть зрозуміти значення повідомлень, які вони отримують.

На цей час різні розробники мультиагентних систем, як правило, розробляють свої власні специфічні онтології. Це призводить до того, що різні системи використовують різні онтології. І хоча енергетичні системи наслідують такі спільні концепції, як «підстанція», «трансформатор», «автоматичний вимикач» тощо, проте спосіб, в який ці концепції представляються в онтологіях, відрізняється. Інакше кажучи, агенти спілкуються однією мовою, але не мають спільного словникового запасу.

Проблему використання декількох онтологій у стандартах FIPA пропонується вирішувати шляхом формування єдиної онтології агентів, що підтримує такі послуги:

- виявлення та доступ до публічних онтологій;
- підтримка переліку публічних онтологій;
- переклад виразів між онтологіями;
- забезпечення інформацією про відносини між двома термінами або онтологіями;
- визначення онтології, спільної для двох агентів.

Крім цього, є ще декілька шляхів поєднання онтологій різних систем від різних розробників. Наприклад, для поєднання двох різних онтологій можна розробляти карту їх відповідників.

Іншим способом вирішення проблеми взаємосумісності є розроблення вищої онтології для спільного використання різними системами. Вища онтологія має містити базові концепції та області. Така онтологія зазвичай мало деталізована для конкретних систем,

проте гарантує, що різні мультиагентні системи будуть використовувати однакові базові уявлення таких загальних понять, як «підстанція», «трансформатор», «струмопровідне обладнання» тощо і спосіб, у який вони пов'язані між собою. Розробники агентів можуть використовувати вищу онтологію як початкову точку для розробки специфічних онтологій для певних застосувань. Вища онтологія буде гарантом того, що різні мультиагентні системи будуть мати схожі уявлення про загальні поняття, зменшуючи складність відображення різних онтологій, як це показано на рис. 2.2.



Рис. 2.2. Розширення вищої онтології

На сьогодні немає стандартної вищої онтології для енергетичних систем та мереж. Проте існуючі стандарти, такі як IEC 61850, IEC 61970 можуть надати моделі даних для використання у вищій онтології.

На рис. 2.3 зображено приклад частини вищої онтології, базованої на CIM моделі. Загальна інформаційна модель забезпечує класову ієрархію для багатьох фундаментальних концепцій в електроенергетиці, особливо в частині опису електроенергетичних систем та їх топології. Зображена вища онтологія не просто запозичена із CIM моделі. Наприклад, онтологія чітко розділяє поняття з предикатів, тоді як модель даних CIM не містить всіх відносин у рамках концепції понять. У CIM моделі визначення, що відповідає захисному обладнанню ProtectionEquipment, містить атрибут із на-

звою Operates_Breaker, який вказує, що автоматичним вимикачем може керувати будь-який пристрій захисту. Проте в мультиагентній системі ця ситуація більш правильно моделюється за допомогою предикату, що називається Operates, оскільки спрацювання вимикача не є безпосередньою властивістю пристроїв захисту.

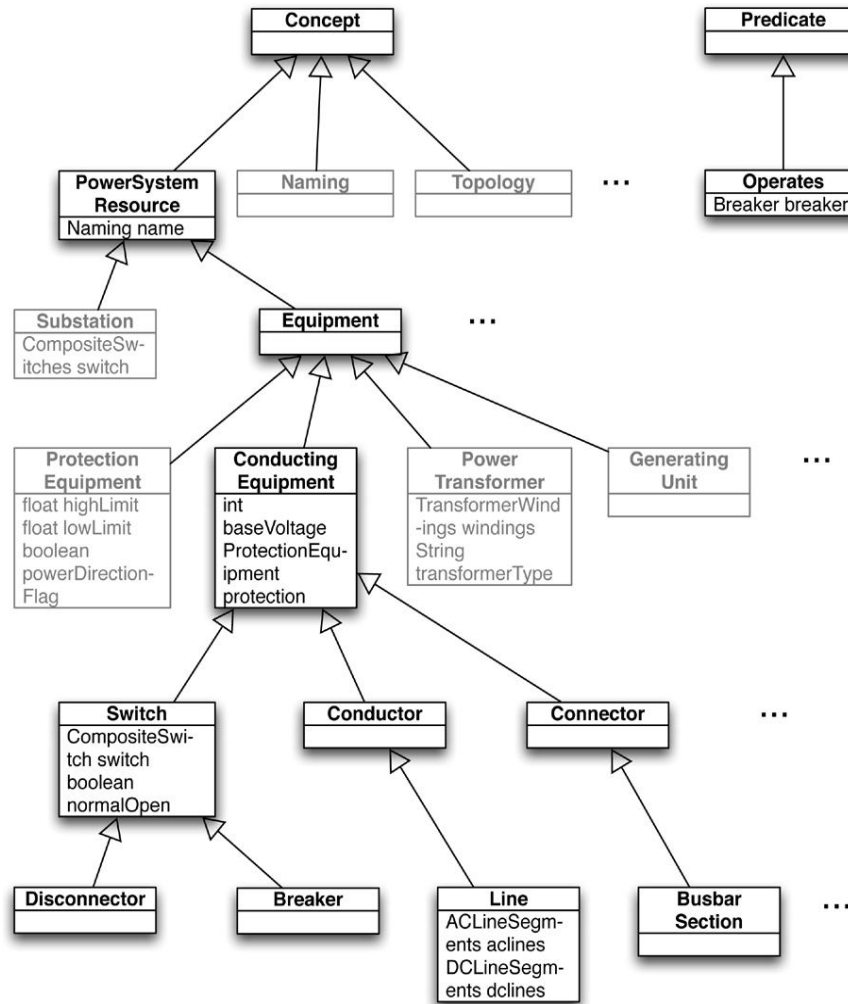


Рис. 2.3. Ієрархія класів частини вищої онтології, базованої на CIM

Незважаючи на ці відмінності, CIM пропонує продуману і детальну модель енергетичних систем і мереж, а тому є гарною відправною точкою для верхньої онтології. Опис обладнання за допомогою такої вищої онтології підходить для всіх основних напрямків використання MAC в галузі електроенергетики: моніторинг і діагностика, системи захисту, розподілені системи керування, моделювання і дає змогу обмінюватись інформацією про певне обладнання. Залежно від сфери моделювання як початкову точку можна застосовувати й інші пакети CIM. Наприклад, пакет споживача електроенергії може допомогти скласти онтологію для відповідних застосувань.

Якщо при впровадженні MAC бажаною є взаємосумісність з іншими системами, тоді використання загальної верхньої онтології полегшить інтеграцію MAC від різних розробників. Також є можливість згодом розширити верхню онтологію, додаючи нові поняття та предикати, необхідні для нових застосувань.

За вимогами FIPA кожен агент має розміщуватись на певній платформі, що забезпечує свого роду транспортну систему передавання даних і дає можливість агентам обмінюватись інформацією. Кожна платформа, крім основних агентів, включає два допоміжних агенти: обов'язковий – «Сервіс керування» та необов'язковий – «Посередник». Перший з них взаємодіє зі всіма агентами, що зареєстровані у платформі MAC, та здійснює їх підтримку, другий діє як посередник, що підтримує агентів та послуги, які вони можуть надавати іншим агентам.

Будь-який агент може використовувати «Посередника» для пошуку необхідних агентів, що можуть надати сервіси, з метою досягнення його власних цілей. Крім того, модель FIPA забезпечує відкриту архітектуру, тобто архітектуру, до якої можна долучити або видалити будь-якого агента. У більшості випадків така гнучкість у електроенергетичних системах є однією з ключових переваг використання мультиагентних технологій.

У результаті досліджень сформовано вимоги до архітектури побудови мультиагентних систем керування. Ця архітектура має містити:

- спеціалізовані бази знань для представлення інформаційних потреб функціонування різних агентів;
- моделі процесів;

- функціонально повну підсистему спеціалізованих агентів, що забезпечують пошук, обробку і передавання інформації;
- підсистему прогнозуючого моделювання;
- підсистему формування критеріїв і обмежень;
- підсистему моделювання та координації взаємодії між агентами, організації кооперативної поведінки, забезпечення інформаційно-логічної взаємодії та сумісності агентів;
- підсистему формування керуючих впливів і реалізації керування;
- підсистему аналізу і планування.

2.3.4. Розробка мультиагентних систем

При розробці мультиагентних систем необхідно дотримуватися певних методологій їх проектування. Як правило, вони мають певні спільні етапи розробки: концептуалізації, аналізу і проектування.

На етапі концептуалізації визначається проблема, яку необхідно вирішити. На цьому етапі проводиться аналіз сфери застосування МАС, функцій, які вона має виконувати, вибір агентів і методів їх комунікації. Етап проектування використовує результати попередніх етапів для отримання конструкцій агентів з різним ступенем деталізації.

Приклад загальної можливої методології розробки МАС представлений на рис. 2.4. На кожному етапі методології отримують результати, які використовуються в наступних етапах процесу проектування. Методологія починається з етапу визначення вимог до системи і накопичення знань, необхідних для виконання цих вимог. На етапі визначення задач певні вимоги і накопичені знання на попередньому етапі перетворюються в ієрархію задач і підзадач. Ці задачі можуть мати функції, що виконуються іншими існуючими системами, наприклад, для виконання функцій аналізу даних. Після завершення етапу визначення задач можна розробляти онтологію певної сфери застосування. Етап моделювання агента використовує ієрархію задач і розроблену онтологію для визначення переліку автономних агентів з їх властивостями, що будуть вирішувати визначені задачі. Агент може відповідати за виконання однієї або кількох задач, проте кожна задача в ієрархії має бути присвоєна щонайменше одному агенту. Результатом цього етапу має стати набір

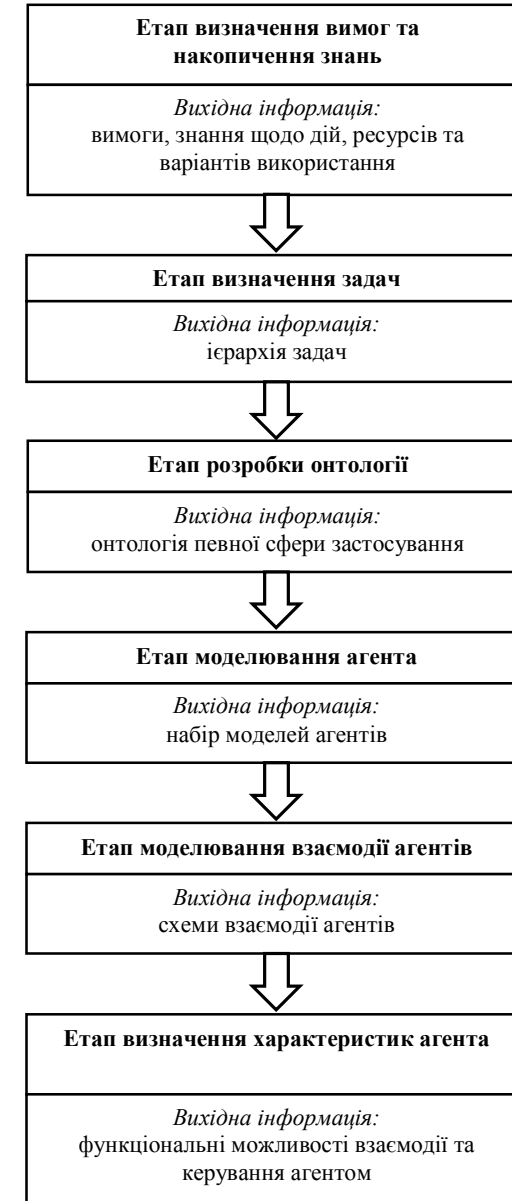


Рис. 2.4. Етапи методології розробки МАС та їх вихідна інформація

моделей агентів із врахуванням задач, які повинні виконувати агенти. Після того, як будуть визначені необхідні агенти, необхідно визначити можливі їх взаємодії в рамках системи. Ці взаємодії можна зображати у вигляді схем, подібних до схеми, представленої на рис. 2.1. Заключний етап процесу розроблення МАС включає визначення функціональних можливостей взаємодії агента і керування ним.

Для більшості методик проектування МАС характерним є те, що вони зазвичай починаються з визначення конкретної проблеми, яка має бути вирішена. Розроблення відповідної МАС відбувається з урахуванням проблеми, що вирішується. Тобто розробник МАС має вбудувати усі необхідні взаємодії агентів, що призначені для виконання своїх власних цілей і при цьому відповідають цілям системи в цілому.

Якщо існує необхідність долучення інших агентів у майбутньому, тобто система повинна мати відкриту архітектуру і підтримувати повторне використання створених агентів, то слід приділити увагу і питанню взаємодії агента з майбутніми агентами. Проте такий спадний підхід (зверху вниз) може призвести до жорсткої конструкції агента, коли він є менш соціально гнучким і автономним ніж бажано. Альтернативний підхід до розроблення МАС може полягати в розгляді агентів окремо, в ізоляції від інших.

Отже, застосування методологій проектування МАС забезпечує структурований аналітичний підхід до розробки мультиагентних систем. Проте слід розуміти, що існуючі методики не гарантують повністю гнучких і розширюваних рішень. Особливу увагу слід приділяти видам зв'язку, в яких може брати участь кожен агент, оскільки це є ключовим фактором при створенні гнучкості й розширюваності.

Властивість автономії часто відіграє роль мотиваційного фактора у вирішенні довести мультиагентну технологію до практичного використання у сфері електроенергетики. Зазвичай методики розроблення МАС, про які йшла мова раніше, не пропонують реалізацію агентів таким чином, щоб вони показували коректні однакові властивості реактивності, ініціативності та соціальності. Однією з переваг мультиагентного підходу може стати те, що спосіб, у який агенти досягають власної мети, є несуттєвим. Тобто агент може бути задуманий як чорний ящик, що відправляє і отримує повідом-

лення і взаємодіє з навколишнім середовищем в автономному порядку. Проте користувачам мультиагентних систем частіше необхідна інформація щодо структури агента і характеристик, яких вони набувають із цією структурою.

У літературі можна знайти чимало підходів до побудови автономних інтелектуальних агентів: реактивні агенти; агенти з багаторівневою архітектурою; агенти, реалізовані з використанням програмування на основі моделей, тощо.

Реактивні агенти, як правило, пов'язані з застосуванням інтелекту. Ключовою властивістю реактивних агентів є те, що вони не приймають рішення шляхом символічних дій, натомість вони реагують на вхідну інформацію з оточуючого середовища і на повідомлення від інших агентів.

Багаторівневі структури агентів, як правило, складаються з трьох основних рівнів: обробки повідомлень; поведінки; функціональний.

Функціональний рівень втілює в собі основні функціональні атрибути агента, тобто дії, які агент може виконати. Рівень поведінки забезпечує контроль над виконанням певних задач. Якщо функціональний рівень генерує нові дані, то рівень поведінки буде сповіщати рівень обробки повідомлень для інформування зацікавлених агентів у нових даних. Прийняття рішень про виконання певних дій агентом у відповідь на отримання нового повідомлення виконується на рівні поведінки. Рівень обробки повідомлень відповідає за відправлення та отримання повідомлень від інших агентів, а також функціональні можливості для контролю взаємодії з іншими агентами.

При впровадженні МАС постає також питання безпосередньої програмної розробки агентів. Останніми роками стали доступні як відкриті, так і комерційні засоби розробки агентів. При впровадженні МАС необхідно розсудливо підійти до вибору таких інструментів. Останнім часом відкритий засіб JADE (Java Agent Development Framework) [20] став фаворитом у дослідників у галузі енергетики. Засіб розробки JADE підтримує стандарти FIPA і до того ж пропонує певний стиль реалізації агентів. Основною метою таких засобів розроблення та впровадження агентів є можливість повторної реалізації агента і його функціональних можливостей незалежно від його структури.

У підсумку можна виділити низку основних принципів організації МАС для розв'язання задач керування електроенергетичними системами та мережами (рис. 2.5):

- поділ загальної системи керування на елементи різної функціональності та рівня інтеграції;
- розподіл агентів за типами (керуючих і керованих), що забезпечують задану функціональність;
- виділення агентам зон компетенції і умов їх зв'язку;
- визначення форм та ступеня взаємодії між агентами;
- визначення умов оперативного керування в реальному часі на основі динамічних моделей і адаптивних алгоритмів;
- визначення можливості передавання повноважень від одного агента до іншого за умови його відмови;
- формування і структурування інформації та ресурсів з її обробки з застосуванням паралельних обчислень;

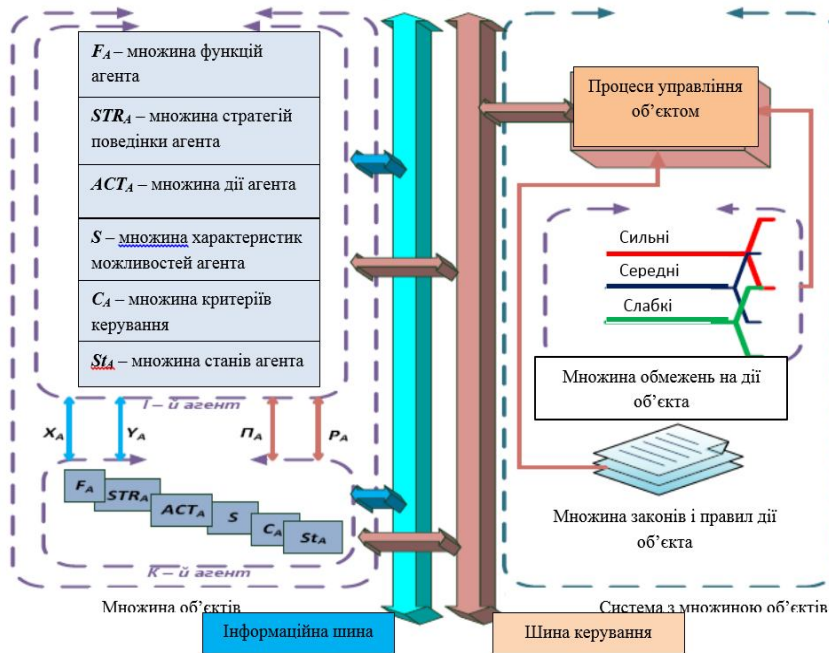


Рис. 2.5. Принципова схема взаємодії агентів в рамках МАС

- побудова алгоритмів керування на основі узгодження інтересів агентів різного функціоналу і рівнів, логічної несуперечності керуючих впливів і оцінки ризиків станів;
- орієнтація діяльності кожного агента на досягнення заданих цілей глобальної системи керування (або досягнення певної динаміки колективних показників цієї системи).

2.4. Моделі інформаційного обміну на основі мульти-агентних технологій

Розглянемо приклад моделювання процесів інформаційного обміну системи розподілу пропускної спроможності електричних мереж за допомогою мультиагентного підходу. До специфічних агентів сегмента розподілу пропускної спроможності належать такі:

1. *Сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності.* Цей агент, відповідальний за розподіл пропускної спроможності від імені Системного оператора, розподіляє наявну пропуску спроможність у сфері розподілення пропускної спроможності. Він пропонує до продажу наявну пропуску спроможність (НПС) на ринку, розподіляє НПС для індивідуальних торгівців пропуску спроможністю та обчислює суму до сплати для раніше розподіленої пропускної спроможності для торгівців пропуску спроможністю мережі.

2. *Сторона, відповідальна за валідацію наявної пропускної спроможності.* Відповідає за підтвердження того, що вся наявна пропуску спроможність знаходиться у дозволених межах та підтверджена всіма дійсними пропозиціями для всіх задіяних сторін. Інформує сторону, відповідальну за міждержавну торгівлю, про максимальну дозволена наявну пропуску спроможність.

3. *Сторона, відповідальна за міждержавну торгівлю,* є агентом, відповідальним за баланс, і призначається стороною, відповідальною за валідацію номінованої пропускної спроможності для номінації вже виділеної пропускної спроможності.

4. *Торгівець пропуску спроможністю.* Агент, який має договір на участь у ринку доступу до пропускної спроможності електричних мереж для купівлі пропускної спроможності через посередництво агента, відповідального за розподіл пропускної спроможності.

Розглянемо більш детально моделі з обміну даними при розподіленні пропускної спроможності. В загальному випадку відповідно до рекомендацій ENTSO-E [21, 22] існують два основних способи розподілення пропускної спроможності шляхом її продажу на явному або неявному аукціоні. На рис. 2.6 представлена діаграма взаємодії агентів для розподілення пропускної спроможності на аукціоні.

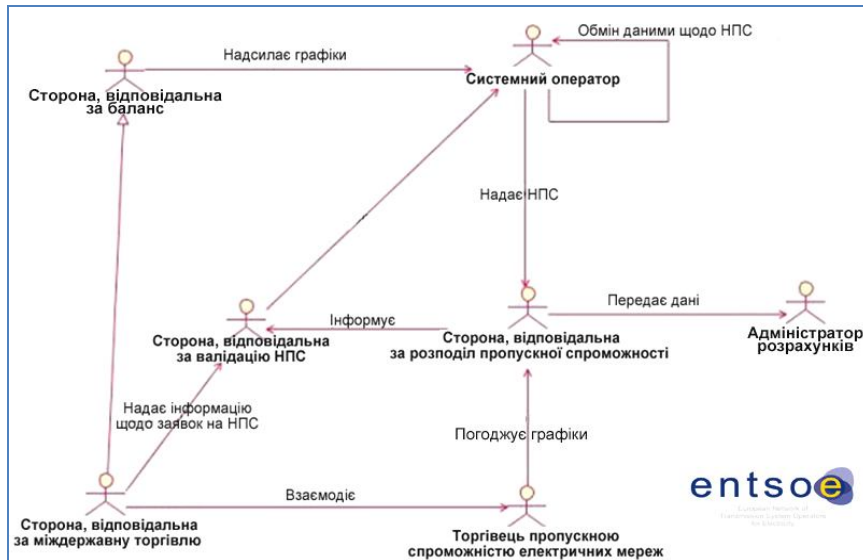


Рис. 2.6. Розподілення пропускної спроможності на аукціоні

Діаграма взаємодії агентів «Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу» (рис. 2.7) є однаковою як для випадку проведення явного, так і неявного аукціонів і використовується для визначення та опублікування наявної пропускної спроможності до продажу. Наявна пропускна спроможність спочатку має бути погоджена між системними операторами і лише після цього вона стає доступною для зацікавлених сторін.

Область процесів «Участь у явному аукціоні» містить такі етапи:

А. Перший етап стосується подання заявок та пропозицій щодо купівлі-продажу пропускної спроможності з подальшим її роз-

поділом. Також цей етап передбачає укладання двосторонніх договорів щодо використання та розподілення пропускної спроможності та її перепродажу. Основними агентами цієї області процесів є торгівці пропускною спроможністю та сторона, відповідальна за міждержавну торгівлю.

Б. Другий етап охоплює встановлення та опублікування щоденної та щодобової пропускної спроможності, яка буде використовуватися.

В. Третій, заключний етап стосується перевірки та остаточного підтвердження розподілу пропускної спроможності, у тому числі й погодження міждержавних перетоків. Потенційними агентами цього процесу є торгівці пропускною спроможністю та сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності.

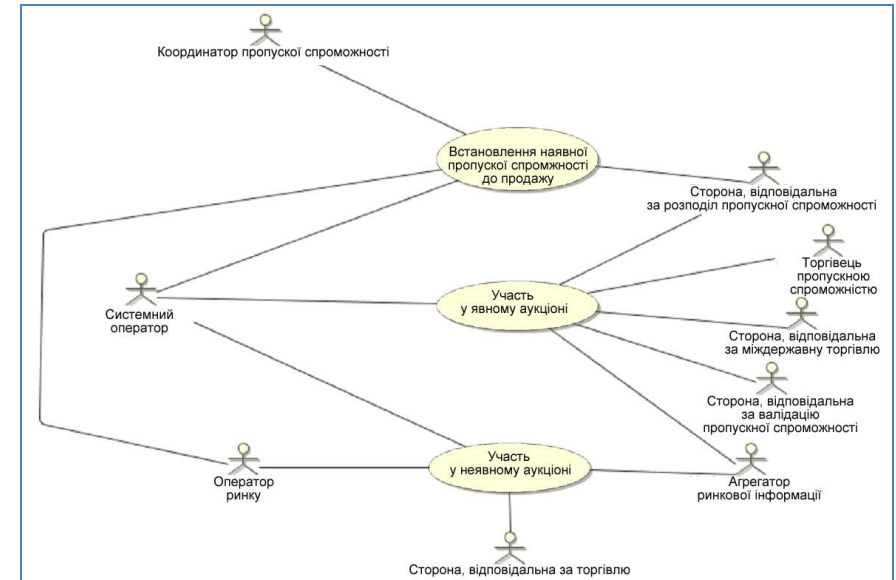


Рис. 2.7. Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу

Область процесів «Участь у неявному аукціоні» передбачає визначення та опублікування міждержавних перетоків з урахуванням вже розподіленої пропускної спроможності, торгівля якою є складовою купівлі-продажу електричної енергії.

Розглянемо більш детально мультиагентну модель встановлення наявної пропускної спроможності до продажу. Залежно від обраного методу розподілу пропускної спроможності в різних країнах Європи встановлення наявної пропускної спроможності до продажу виконується по-різному. Однак у загальному випадку йдеться про визначення чистої (корисної) пропускної спроможності NTC (Net transfer capacity) та доступної до розподілу пропускної спроможності ATC (Available transfer capacity) для однієї або декількох балансових областей ринку електричної енергії (наприклад, виділених ринкових зон). Саме значення ATC і є визначальним при встановленні наявної пропускної спроможності до продажу. На рис. 2.8 наведено діаграму взаємодії агентів «Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу».

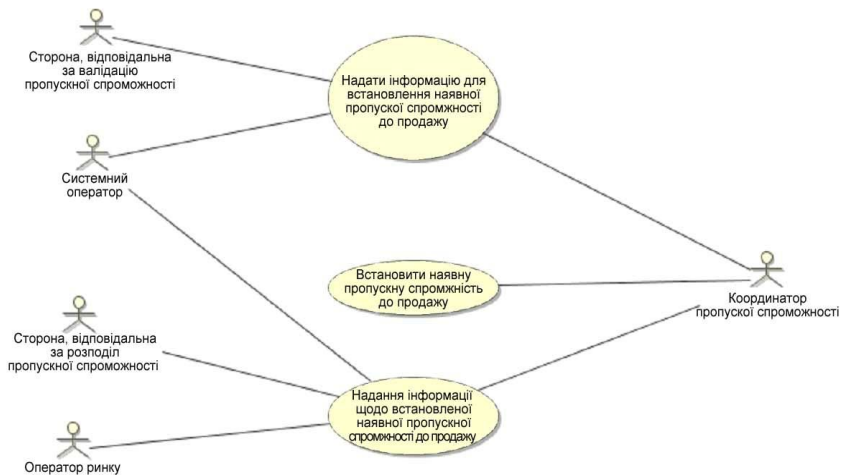


Рис. 2.8. Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу

Як видно з рис. 2.8, до агентів, що беруть участь у цій області процесів, належать такі:

– Системні оператори, що виконують усі розрахунки, пов'язані з визначенням загальної пропускної спроможності TTC (Total transfer capacity) на основі розрахунку потокорозподілу між двома контрольними зонами, забезпечують допустимий запас на-

дійності передавання електричної енергії та визначають NTC як наявну до продажу пропуску спроможність між ринковими зонами або ринками електричної енергії країн з боку системного оператора.

– Координатори пропускної спроможності, які забезпечують узгодження обсягів пропускної спроможності між зонами ринку електричної енергії.

– Сторона, відповідальна за валідацію пропускної спроможності, що надає дані щодо обсягів вже розподіленої пропускної спроможності на попередніх аукціонах щодо купівлі наявної пропускної спроможності.

– Сторона, відповідальна за розподіл пропускної спроможності, або оператор ринку електричної енергії, що надає дані по розподіленій пропуску спроможності.

Основними етапами встановлення наявної пропускної спроможності до продажу є такі:

1. *Підготовка звіту системного оператора щодо значення NTC.* Для кожного встановленого періоду часу розподілу пропускної спроможності (рік, місяць, тиждень, доба) кожен із системних операторів виконує незалежне визначення свого значення NTC. Залежно від методу розподілу пропускної спроможності (явний або неявний аукціон) системні оператори обмінюються необхідною інформацією. У разі застосування механізму явного аукціону окремо розраховані значення NTC узгоджуються між системними операторами, причому обирається значення NTC із розрахунку мінімально необхідних технічних обмежень. При застосуванні об'єднаного аукціону з купівлі-продажу електричної енергії та пропускної спроможності системні оператори обмінюються також і технічною інформацією щодо розрахунків режимів електричних мереж, враховуючи заплановану на час постачання електричної енергії топологію мережі.

2. *Підготовка звіту системного оператора щодо значення наявної пропускної спроможності до продажу з урахуванням розподіленої пропускної спроможності.* Кожен системний оператор має отримати інформацію від агента, відповідального за розподіл пропускної спроможності щодо вже розподіленої на аукціонах або проданої за двосторонніми договорами пропускної спроможності за попередні періоди. На основі отриманої інформації або розрахунку потокорозподілу залежно від методу, що використовується для роз-

поділу пропускної спроможності, системний оператор розраховує значення АТС на надсилає його іншим системним операторам.

3. Підготовка звіту системного оператора щодо значення наявної пропускної спроможності до продажу з урахуванням призначеної пропускної спроможності. Кожен системний оператор має отримати інформацію від агента, відповідального за валідацію розподіленої пропускної спроможності, щодо раніше розподіленої пропускної спроможності та погодити це значення з іншими системними операторами.

Розраховані значення АТС надсилають агенту, відповідальному за розподіл пропускної спроможності, або оператору ринку електричної енергії залежно від типу розподілу АТС.

Наведена на рис. 2.9 діаграма послідовності дій агентів при встановленні наявної пропускної спроможності до продажу носить циклічний характер: перша дія починається після закінчення попереднього аукціону або за фактом укладання двосторонніх договорів щодо купівлі пропускної спроможності. Існують два основні варіанти реалізації процесів проведення розподілу пропускної спроможності на основі аукціонів:

1. Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу координатором розподілу пропускної спроможності, який має доступ до необхідної інформації за декількома зонами від відповідних системних операторів.

2. Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу двома системними операторами на заданій границі на основі договору щодо встановлених NTC/АТС, які є доступними для заданого періоду.

Системні оператори отримують інформацію щодо погоджених значень по розподіленій пропускній спроможності від сторони, відповідальної за номінацію пропускної спроможності.

Виходячи з погоджених значень NTC, системні оператори визначають АТС за різними періодами залежно від графіків навантажень, визначених при плануванні режиму, що досягається за рахунок врахування значення розподіленої пропускної спроможності. Пропускна спроможність, що встановлюється до продажу на аукціоні, передається агенту, відповідальному за розподіл пропускної спроможності, який вже оприлюднює її для учасників ринку електричної енергії. Крім того, залежно від ринкових правил агент, відпо-

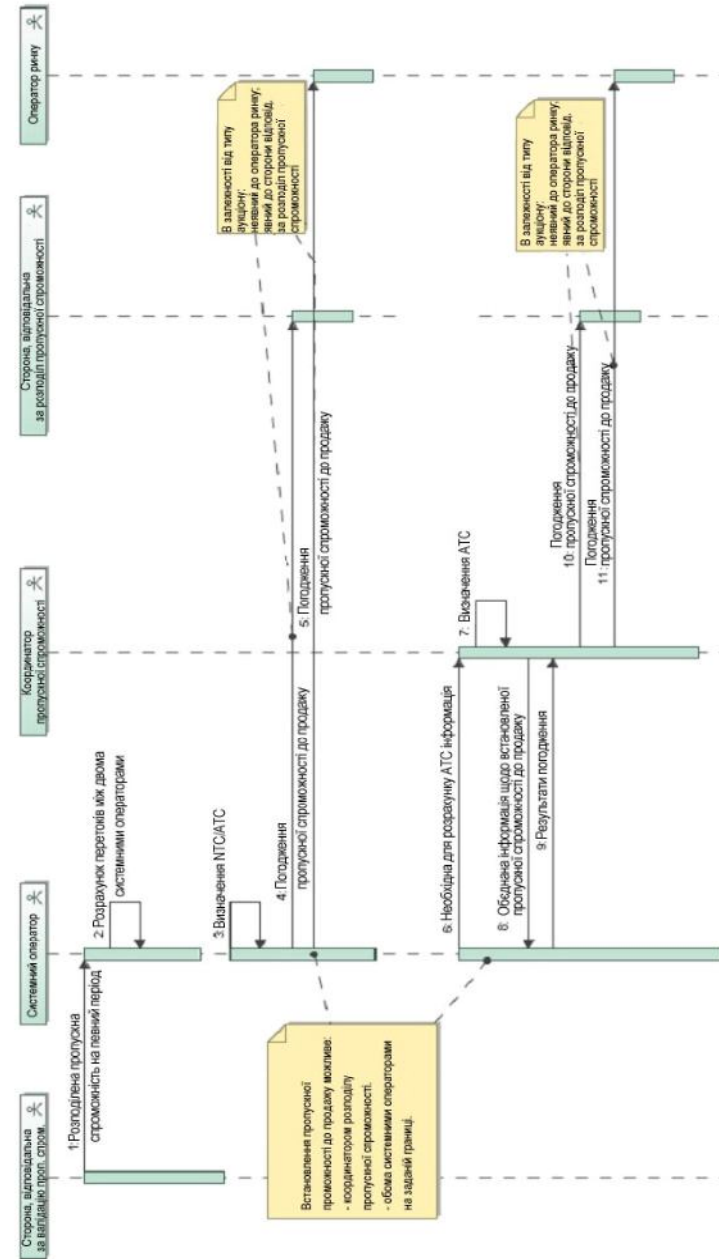


Рис. 2.9. Встановлення наявної пропускної спроможності до продажу

відальний за розподіл пропускну спроможності, може збільшити значення встановленої пропускну спроможності до продажу на основі інформації від торгівців пропускну спроможністю щодо її перепродажу.

Розглянемо більш детально діаграму взаємодії агентів «Участь у явному аукціоні», представлена на рис. 2.10.

Першим із зазначених на рис. 2.10 процесів є підготовка та оприлюднення специфікацій для наступного аукціону. Починається зазначений процес системним оператором, який надає необхідну інформацію для визначення пропускну спроможності до продажу координатору пропускну спроможності. Далі дані щодо встановленої до продажу пропускну спроможності передаються до агента, відповідального за розподіл пропускну спроможності та погодження специфікації, на аукціон для певного розрахункового періоду. На основі отриманої інформації, а також даних від торгівців пропускну спроможністю щодо передання прав на її використання агент, відповідальний за розподіл пропускну спроможності, встановлює остаточну специфікацію аукціону, де визначає час опублікування результатів, період проведення аукціону, час завершення подання заявок. Вся ця інформація передається системному оператору, торгівцям пропускну спроможністю та агрегатору ринкової інформації.

Другий етап цієї області процесів пов'язаний з поданням заявок щодо купівлі пропускну спроможності торгівцями пропускну спроможністю, які надсилають свої пропозиції із зазначенням обсягів та цін щодо купівлі пропускну спроможності до агента, відповідального за її розподіл. У встановлений період часу агент, відповідальний за пропускну спроможність, перевіряє правильність подання заявок від торгівців пропускну спроможністю та виконує розподіл встановленої до продажу пропускну спроможності відповідно до встановлених правил аукціону.

Окрім аукціону при розподілі пропускну спроможності також виконується і перепродаж прав на неї, який ґрунтується на торгівлі та укладанні відповідних угод між торгівцями пропускну спроможністю, в тому числі й передавання прав на її використання учасникам ринку, що знаходяться в інших зонах. У результаті такої торгівлі відбувається передавання прав на пропускну спроможність від одного торгівця до іншого, про що вони повідомляють агента, від-

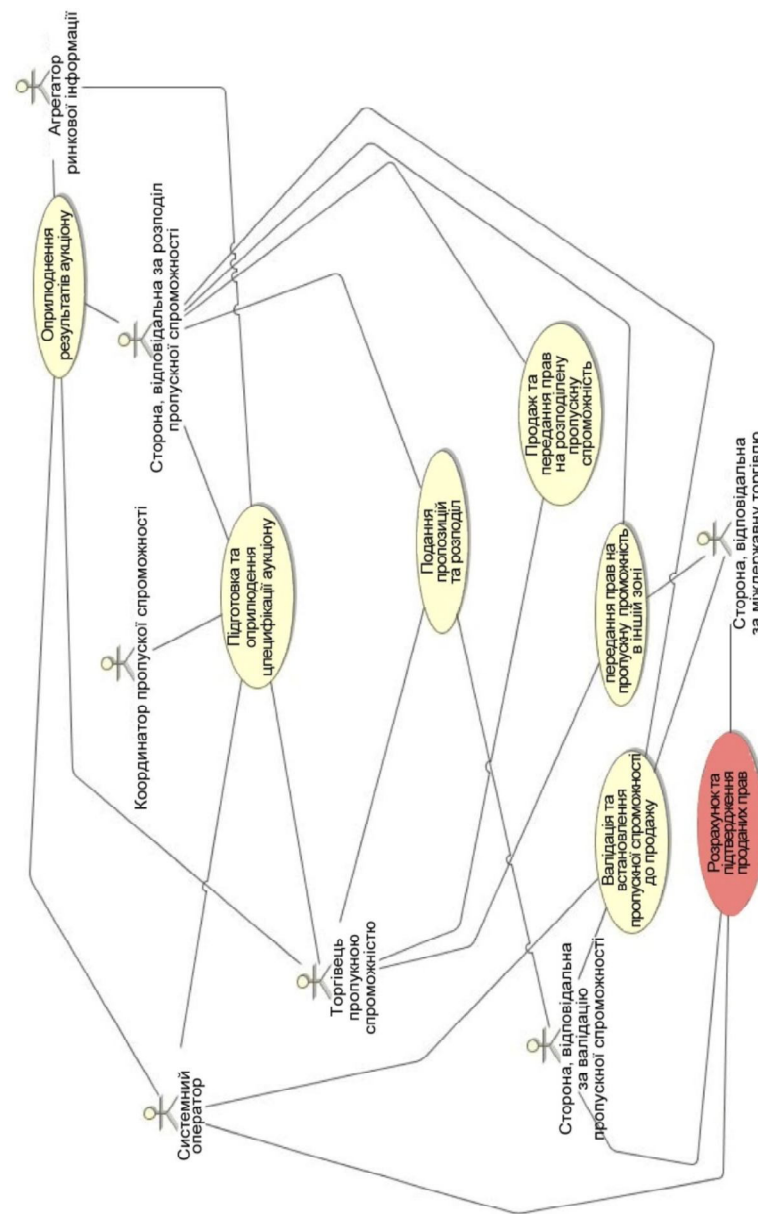


Рис. 2.10. Участь у явному аукціоні

повідального за її розподіл. Заключним етапом процесу розподілу є опублікування результатів аукціону, на якому враховуються усі куплені права на пропускну спроможність та результати перепродажу прав на неї.

Процеси цього ринку закінчуються, коли відповідальний за розподіл пропускну спроможності агент надсилає системному оператору інформацію щодо розподіленої пропускну спроможності, яка була розподілена для певного періоду часу.

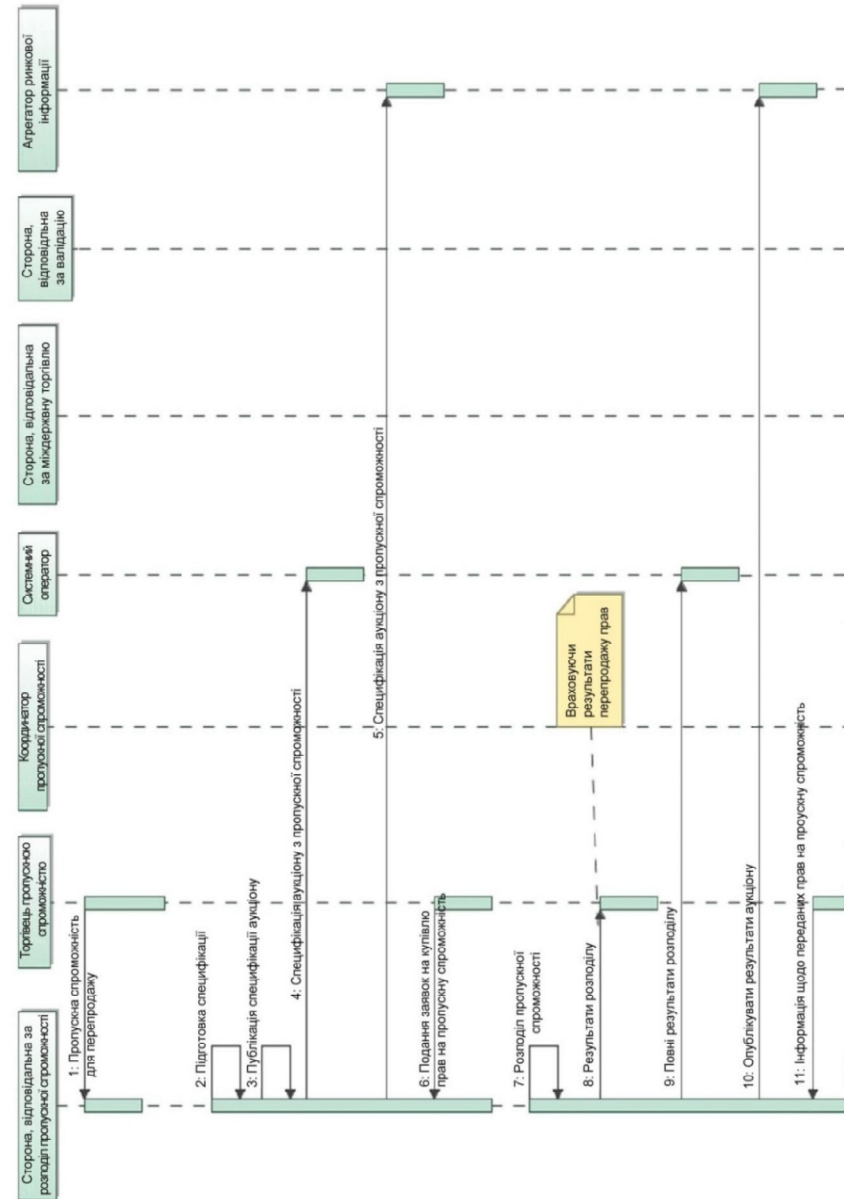
На рис. 2.11 зображена діаграма послідовності дій агентів за участі в явному аукціоні, на якій показані етапи розподілу пропускну спроможності та обмін повідомленнями при ньому. Якщо торгівець пропускну спроможністю не має права отримувати та передавати права на пропускну спроможність на кордоні, то він має повідомити про це агента, відповідального за розподіл пропускну спроможності, який призначить ці права замість нього.

У цьому процесі у будь-який час системний оператор може повідомити агенту, відповідальному за розподіл пропускну спроможності, про скорочення її обсягів на кордоні. У цьому випадку агент, відповідальний за розподіл пропускну спроможності, на основі правил ринку переглядає обсяги прав на пропускну спроможність та повідомляє про це її торгівців. До призначення певному агенту прав на пропускну спроможність відповідальний за її розподіл агент повідомляє системного оператора та агента, відповідального за валідацію пропускну спроможності, щодо прав, які можуть бути призначені на певному кордоні.

Далі про це повідомляють агента, відповідального за міждержавну торгівлю, який в свою чергу призначає пропускну спроможність, що необхідна на цьому кордоні, а відповідальний за валідацію агент гарантує, що права на пропускну спроможність не перевищують встановлених обмежень.

У випадку, коли було призначено більше прав на пропускну спроможність, агент, відповідальний за міждержавну торгівлю, виконує коригування щодо необхідного зменшення обсягів таких прав. Після завершення циклу підтвердження обсягів прав на пропускну спроможність, відповідальний за валідацію пропускну спроможності агент повідомляє системного оператора про встановлені призначення.

Після цього системний оператор починає процес обміну даними



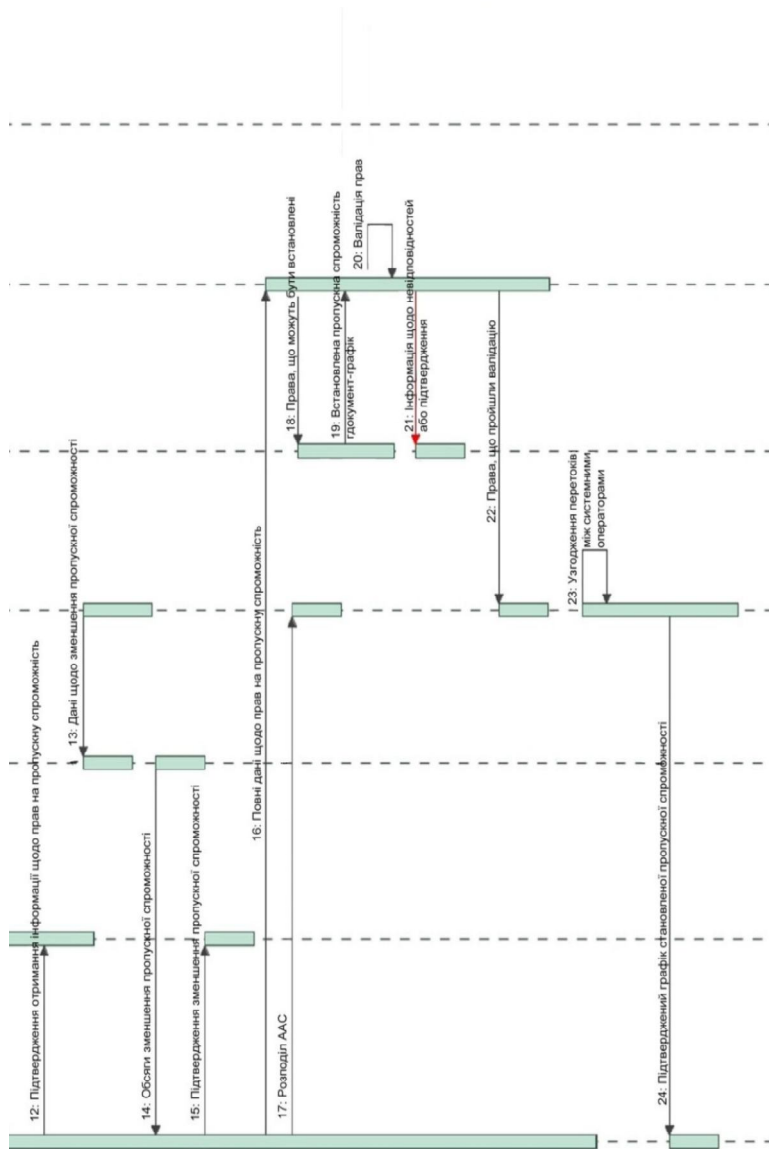


Рис. 2.11. Участь у явному аукціоні

з іншими системними операторами з метою забезпечення узгоджених обсягів призначених прав на пропускну спроможність з кожного боку кордону. По завершенні цього процесу сторони, відповідальні за міждержавну торгівлю та розподіл пропускну спроможності, отримують інформацію щодо підтвердження призначених обсягів пропускну спроможності.

При реалізації торгівлі пропускну спроможністю на біржі електричної енергії здійснюється розподіл пропускну спроможності у неявному вигляді як складової електричної енергії. На рис. 2.12 зображена діаграма взаємодії агентів «Участь у неявному аукціоні».

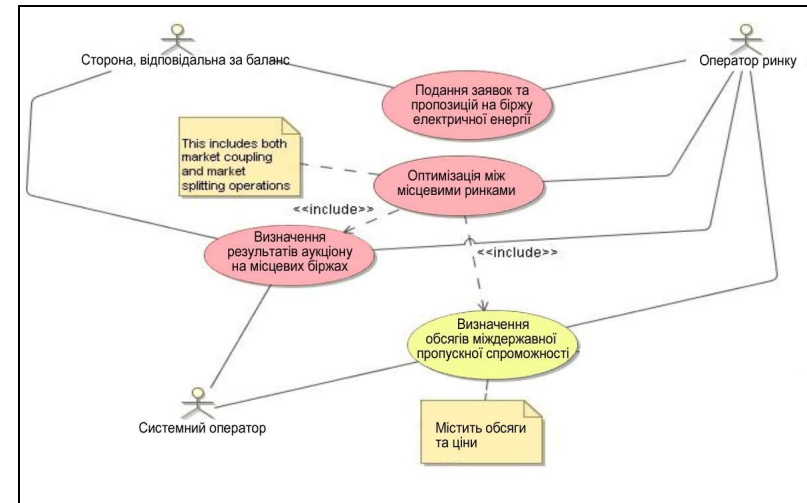


Рис. 2.12. Участь у неявному аукціоні

У цій області процесів на відміну від попереднього випадку спочатку оператори ринку збирають заявки та пропозиції щодо купівлі-продажу електричної енергії від агента, відповідального за баланс (учасників ринку електричної енергії).

На цьому етапі оператор ринку на основі даних щодо пропускну спроможності від системного оператора та заявок/пропозицій учасників ринку встановлює перетоки потужності між зонами ринку електричної енергії та відповідну ринкову ціну для кожної зони. У разі виникнення різниці цін між двома областями одного ринку це значення є «індикатором вартості» переобтяження, розрахунок якого виконується різними способами залежно від правил ринку

електричної енергії. Важливо те, що учасники ринку електричної енергії заздалегідь не знають з якої саме ринкової зони фізично надходить електрична енергія, інформацію щодо результатів торгів вони отримують від місцевого оператора ринку.

На основі отриманої від оператора ринку інформації системний оператор узгоджує перетоки з сусідніми системними операторами та надсилає оброблені дані оператору ринку для подальшого публікування результатів та їх передавання до агрегатора ринкової інформації. Таким чином, в Україні необхідно удосконалити систему розподілу міждержавної пропускної спроможності і міждержавної торгівлі, яка має відповідати як вимогам правил ринку двосторонніх договорів та балансування, кодексу магістральних мереж та іншим нормативним документам, так і вимогам ENSTO-E в частині реалізації відповідних процесів обміну даними щодо встановлення наявної до продажу пропускної спроможності та її подальшого розподілу.

У розділі визначено базову термінологію, ключові властивості мультиагентних систем та шляхи їх використання для розв'язання задач керування та моделювання в електричних мережах. Виконано порівняльний аналіз з іншими подібними технологіями та вказано на переваги та вигоди від впровадження МАС. Показано основні технологічні перешкоди застосування МАС в електроенергетиці та описано проблеми, що можуть виникнути на етапі їх впровадження. На основі аналізу визначено можливості МАС, що є основними для використання в енергетичній галузі, встановлено вимоги до архітектури побудови таких систем керування та сформовано основні принципи організації мультиагентних систем керування. Висвітлено питання стандартизації агентів у рамках системи та їх взаємосумісність та запропоновано рекомендації щодо розробки і впровадження МАС в електричних мережах.

Запропоновано приклад моделювання процесів інформаційного обміну системи розподілу пропускної спроможності електричних мереж із застосуванням специфічних агентів. Застосування в Україні процесів інформаційного обміну, пов'язаних із розподіленням пропускної спроможності на європейському ринку електричної енергії, є передумовою забезпечення прозорих механізмів визначення пропускної спроможності та міждержавної торгівлі електричною енергією, і моделювання цих процесів за допомогою агентних технологій сприяє цьому.

Перелік використаної літератури

1. Davidson E. M., McArthur S. D. J., McDonald J. R., Cumming T. and Watt I. Applying multi-agent system technology in practice: Automated management and analysis of SCADA and digital fault recorder data // IEEE Trans. Power Syst. – 2006. – Vol. 21, no. 2. – P. 559–567.
2. McArthur S. D. J., Strachan S. M. and Jahn G. The design of a multiagent transformer condition monitoring system // IEEE Trans. Power Syst. – 2004. – Vol. 19, no. 4. – P. 1845–1852.
3. Nagata T. and Sasaki H. A multi-agent approach to power system restoration // IEEE Trans. Power Syst. – 2002. – Vol. 17, no. 2. – P. 457–462.
4. Widergren S. E., Roop J. M., Guttromson R. T. and Huang Z. Simulating the dynamic coupling of market and physical system operations // Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, 2004. – P. 748–753.
5. Dimeas A. L. and Hatziargyriou N. D. Operation of a multi-agent system for microgrid control // IEEE Trans. Power Syst. – 2005. – Vol. 20, no. 3. – P. 1447–1455.
6. Buse D. P., Sun P., Wu Q. H. and Fitch J. Agent-based substation automation // IEEE Power Energy Mag. – 2003. – Vol. 1, no. 2. – P. 50–55.
7. Wooldridge M. Intelligent Agents In G. Weiss, editor: Multi-agent Systems, The MIT Press, 1999. – P. 51.
8. Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), 2007. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/>.
9. Wittig T., Jennings N. R. and Mandan E. M. ARCHON—A framework for intelligent co-operations // IEE-BCS J. Intell. Syst. Eng. – 1994. – Vol. 3, no. 3. – P. 168–179.
10. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Танкевич С.Є., Базюк Т.М. Інформаційне та нормативне забезпечення організації мультиагентного керування електроенергетичної системи із активним споживачем / Вісник Вінницького політес. ін-ту. – 2016. – № 2. – С. 155 – 159.

11. *Energy management system application program interface (EMS-API)*: IEC 61970. – International Electrotechnical Commission. – (International Standard).

12. *Communication networks and systems for power utility automation*: IEC 61850. – International Electrotechnical Commission. – (International Standard).

13. *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), Agent Management Specification*, 2002. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/specs/fipa00023/SC00023J.html>.

14. *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), FIPA Agent Message Transport Protocol for HTTP Specification*, 2002. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/specs/fipa00084/SC00084F.html>.

15. *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), FIPA Agent Message Transport Protocol for IIOP Specification*, 2002. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/specs/fipa00075/SC00075G.html>.

16. *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), FIPA ACL Message Structure Specification*, 2002. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/specs/fipa00061/SC00061G.html>.

17. *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), FIPA Communicative Act Library Specification*, 2002. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/specs/fipa00037/SC00037J.html>.

18. *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), FIPA Agent Communication Language Representation Specification*, 2002. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/specs/aclreps.tar.gz>.

19. *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), FIPA Content Language Specifications*, 2003. [Online]. Available: <http://www.fipa.org/repository/cls.php3>.

20. *Java Agent Development Framework (JADE)*. [Online]. Available: <http://jade.cselt.it/>.

21. *ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN). Implementation Guide // ENTSO-E*. – 2011 – Version 5.0. – P. 217.

22. *ENTSO-E Capacity Auction Specification Document Implementation Guide // ENTSO-E*. – 2010 – Version 1.0. – P. 38.

Основні скорочення до розділу 2

EEO	– електроенергетичний об'єкт
EEC	– електроенергетична система
МАСК	– мультиагентні системи керування
МАС	– мультиагентна система
НПС	– наявна пропускна спроможність
АТС	– Available transfer capacity
СІМ	– Common information model
FIPA	– Foundation for intelligent physical agents
NTC	– Net transfer capacity
TTC	– Total transfer capacity

РОЗДІЛ 3

АКТИВНІ СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Однією з ключових тенденцій розвитку світової електроенергетики є перехід до інноваційного перетворення галузі на основі нової концепції Smart Grid. Відповідно до цієї концепції електроенергетична система розглядається як повністю інтегрована, саморегулююча і самовідновлювана система, що має мережеву топологію та включає в себе всі генеруючі джерела, магістральні та розподільні мережі і всі види споживачів електричної енергії (у тому числі й активних споживачів), керовані єдиною мережею інформаційно-керуючих пристроїв і систем у режимі реального часу. В рамках концепції Smart Grid вимоги усіх зацікавлених сторін зводяться до групи ключових вимог енергетики XXI століття, сформульованих як доступність, надійність, економічність, ефективність, екологічність і безпека.

Концепція інтелектуальної енергетики Smart Grid включає в себе такі складові, як активне споживання, розосереджена генерація (РГ), інтелектуальне вимірювання, нові системи автоматизації та контролю, керування попитом. Інтелектуальна мережа – це модернізована електрична мережа, що використовує інформаційно-комунікаційну систему для автоматичного збирання даних та реагування на таку інформацію, як поведінка всіх учасників процесу виробництва – трансформації – передачі – споживання енергії з метою покращення ефективності, економічності та стійкості виробництва, розподілу та споживання електроенергії [1].

В англійській літературі більш широко використовується поняття prosumer. Це такий споживач енергії, який є не тільки її покупцем, але й може деяким чином взаємодіяти з електричною мережею, впливати на її стан та ціни на ринку, в основному через можливість самостійно генерувати та зберігати енергію. Існує декілька варіантів походження цього терміну. За одним з них цей термін походить від поєднання англійських слів producer – виробник та

consumer – споживач, за іншою – поєднання слів professional – професіональний та consumer – споживач.

Активний споживач (АС) – це споживач, який реагує та впливає на ринок енергії через систематичні дії і реакції, націлені на мінімізацію витрат і збільшення власного та колективного прибутку. Пристосування до миттєвих цін на ринку та можливість керувати навантаженням для стабілізації графіка добового споживання є одними з найважливіших стимулів до розвитку активних споживачів та формування Microgrid [2, 3, 4].

Критичним фактором перетворення звичайного споживача на активного є явні прибутки, що витікають з такого перетворення. Споживачі повинні зрозуміти цінність нових технологій та мати бажання змінити свою поведінку і платити за продукти та послуги, які нові учасники ринку можуть запропонувати в рамках інтелектуальних мереж. Вигода, яку отримують споживачі, не завжди може виражатися у грошовому еквіваленті.

При взаємодії технологій інтелектуальних мереж, систем керування навантаженням, джерел РГ активні споживачі можуть отримувати різного роду вигоди. Рівень активної участі споживачів і цілі взаємодії з гравцями ринку залежать від різних персональних, поведінкових і контекстуальних характеристик споживачів. Серед найбільш важливих характеристик є такі: бажання бути енергонезалежним; гнучкість (можливість пристосування власного попиту на електроенергію та пропозиції виробленої енергії джерелами власної генерації).

Створення нового ринку енергії, орієнтованого на активного споживача, може принести прибутки і для кінцевих користувачів, і для суспільства:

- зменшення споживачів у мережах, які знаходяться далеко від генеруючих потужностей, як наслідок, зменшення втрат у мережах;
- більш повне та прозоре інформування споживачів про стан споживання та плату за електроенергію;
- прибуткову участь на ринку електроенергії через компанії, що займаються керуванням потоками енергії, отриманої від джерел РГ та комплексів (об'єднань) АС;
- більш ефективно споживання енергії;
- заощадження електроенергії.

Для забезпечення більш ефективної інтеграції РГ та АС у мережу переваги для споживачів та мережевої компанії повинні бути очевидними та відповідати їхнім очікуванням. Споживачі отримують таку перевагу, як активна поведінка (тобто перехід від стратегії «звичайного» споживача до «активного»), що вплине на зменшення втрат енергії в мережах електропостачання як через використання власної генерації, так і через використання систем керування навантаженням з метою його зміни в часі відповідно до поточних цін на електроенергію. Крім того, споживачі отримують можливість обирати постачальників енергії (власна генерація, віртуальна електростанція, традиційні генератори, мережа і т.д.), а також її варіантів енергії [«зелена» енергія – від нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ), енергія від традиційних джерел, енергія підвищеної якості].

Активні споживачі з чітким уявленням про свою участь і можливість у новому ринку та можливістю отримання прибутку через використання всіх своїх можливостей стануть дієвим стимулом для перетворення сучасного суспільства на суспільство сталого розвитку.

Крім економічних мотивів окремих споживачів та енергетичних компаній, на розвиток інтелектуальних мереж та активного споживання буде впливати низка інших факторів, до яких можна віднести такі: політичні події, що відбуваються в світі та мають прямий і непередбачуваний вплив на ситуацію на ринку; поведінку учасників ринку; пасивні та активні будинки; відношення ціна/продуктивність для місцевого виробництва.

Перевагами активного споживача над звичайним є такі:

- можливість самостійно генерувати енергію, що дає змогу забезпечувати більший рівень самостійності;
- можливість отримувати прибуток від продажу надлишкової енергії;
- оптимізація використання енергії залежно від миттєвих цін;
- підвищення рівня надійності енергопостачання та якості електроенергії в мережі;
- пристосування до графіка добового споживання через використання систем керування навантаженням, що дасть змогу без створення незручностей для споживачів та суттєвої зміни графіка споживання позитивно впливати на мережу;
- вирівнювання та оптимізація графіка споживання.

За умови своєчасного інформування споживачів процес регулювання попиту може відбуватись як у керованому, так і в автоматичному режимах. При автоматичному режимі відключення та підключення керованого навантаження керується інтелектуальною керуючою системою, а вироблена власною генерацією енергія спрямовується до агрегаторів (віртуальних електростанцій), які вже займаються подальшим її розподілом та розповсюдженням.

Розглянемо вигоди, які отримують учасники нового ринку енергії за участі інтелектуальних мереж [4]:

Генеруюча компанія: більш простий збір інформації про стан та обсяги споживання; виставлення рахунку на основі реального споживання; зменшення навантаження; поліпшені клієнтські служби (такі як підтримка і повідомлення про несправності, інформаційні дисплеї); поліпшена регулярність і стійкість поставки; покращений моніторинг стану мережі та якості наданої послуги; активні кінцеві користувачі; нові тарифи для обраного типу споживання; інтеграція місцевого виробництва; зменшення втрат при передачі енергії.

Мережева компанія: нові продукти, засновані на нових технологіях; покращена лояльність клієнтів; нові покупці; централізований контроль навантаження (зменшені витрати на дисбаланс, точніше прогнозування); покращення робочого балансу (менша схильність до змін цін, зменшення пікових навантажень).

Кінцеві споживачі: покращена безпека постачання; покращена якість постачання; більш екологічний процес; більше можливостей впливати на ціну/вартість енергії; більший вибір поставки; передбачувані витрати на енергію; зменшення вартості енергії; зменшення споживання та навантаження; дохід від виробництва та зберігання енергії.

Сучасний рівень розвитку джерел розосередженої генерації дасть можливість активним споживачам генерувати необхідну кількість електроенергії для постачання надлишків у мережу, але без відповідного керування потоками енергії цей вклад буде складно спрямувати у потрібному напрямку та використати максимально ефективно.

3.1. Система електропостачання з активним споживачем як елементом електричної мережі

Останнім часом у світі спостерігаються значні зміни, що впливають на систему енергопостачання: зношеність значної частини обладнання генеруючих та мережевих компаній; зниження рівня надійності електропостачання; розвиток нових технологій (пристрої силової електроніки, джерела розосередженої генерації, накопичувачі електроенергії, інформаційні та «інтелектуальні» технології).

Можливими способами вирішення існуючих проблем є:

- 1) заміна існуючого обладнання системи енергопостачання на нове;
- 2) подальше нарощування генеруючих потужностей;
- 3) розвиток системи енергопостачання шляхом інтеграції джерел розосередженої генерації та нових технологій;
- 4) розвиток інтелектуального керування системою енергопостачання.

Одним із базових підходів концепції Smart Grid, необхідних для реалізації основних цінностей зазначеної концепції, є клієнтоорієнтованість, яка полягає в тому, що споживач набуває властивостей активного учасника ринку електроенергії і самостійно формує вимоги до якості й типу послуг [5, 6, 7].

Класичні мережі не створені для роботи зі складними завданнями керування потоками енергії, які з'являться з переходом на РГ, наприклад, з неочікуваними зворотними потоками при відключенні генераторів.

Одним із дієвих напрямів безконфліктного розвитку децентралізації слід вважати організацію структурних об'єднань із багатьох локальних джерел. Цей напрям дає змогу реалізувати відомі переваги електроенергетичних систем із паралельно працюючими джерелами генерації перед відповідною системою автономних джерел: підвищення надійності електрозабезпечення; зниження необхідної встановленої потужності. Крім того, він дає змогу утворити достатньо потужні джерела генерації з унікальними властивостями, які здатні виступати як організована одиниця генерації, що припускає диспетчерське керування з боку великої електроенергетичної системи.

Такий напрям розвитку сприяє майже повній ліквідації розбіжностей між великими та малими джерелами генерації електричної енергії, створюючи рівні умови конкуренції між ними.

Реалізація відповідних методів і технічних засобів об'єднання локальних джерел енергії між собою та із зовнішніми мережами покладається на активних споживачів електроенергії. Вони мають здійснювати необхідні для цього функції оптимального керування та контролю за роботою всіх елементів усередині споживчої мережі, включаючи ведення взаєморозрахунків між власниками окремих джерел, а також функції управління всіма генераторами об'єднання щодо ведення оптимальних режимів зовнішнього диспетчерського керування з боку регіональної або об'єднаної електроенергетичної системи.

При переході до конкурентного ринку дуже важливо, щоб енергопостачальні компанії ставали гнучкішими і реалізовували технології, які підвищують ефективність експлуатації, забезпечують більш глибокий контроль над електричними мережами, тим самим підвищуючи рівень обслуговування споживачів. Ці технології мають забезпечувати створення динамічної та стійкої до збоїв архітектури мереж.

Перехід на роботу за принципом інтелектуальної мережі, що базується на вдосконаленій мережевій аналітиці, автоматизованому управлінні приладами обліку, віддаленому моніторингу та контролі над устаткуванням, управлінні мобільними людськими ресурсами і використанні сучасних систем SCADA, що працюють через Internet Protocol, допоможе енергетичним компаніям подовжити ресурс устаткування, визначити пріоритети в його заміні, відтермінувати дорогі оновлення мережі та запообігти збоям [8].

Енергетичні компанії, що застосовують інтелектуальні мережі, зможуть набагато краще обґрунтувати необхідність інвестицій в оновлення та модернізацію. Інтелектуальні мережі дають не лише дані, що допомагають передбачати і запобігати збоям, а й візуальне відображення роботи всієї мережі. При виникненні збоїв це дає змогу енергетичним компаніям відправляти ремонтний персонал у потрібне місце та з потрібним устаткуванням.

За допомогою вдосконаленої мережевої аналітики даних дачивів і приладів обліку можна використовувати для підтримки виконання основних стратегічних завдань:

– спрямування інвестицій на устаткування, яке може незабаром дати збої або має працювати на повну потужність, щоб уникнути простоїв мережі;

– забезпечення реконфігурації в режимі реального часу в разі відключення енергопостачання, щоб скоротити простої, зменшити втрати доходу і незадоволення споживачів;

– оптимізація конфігурації мережі, щоб компоненти не виходили за рамки допустимих експлуатаційних меж;

– переконання регулюючих органів у поміркованості інвестицій.

В Україні є всі стимули для розвитку децентралізованої генерації, а саме:

– потреба в швидкому забезпеченні енергопостачання підвищеної надійності, у т.ч. у віддалених місцевостях;

– впровадження технологій з підвищеними вимогами до надійності енергопостачання та відповідне зростання ризику відключення;

– бажання компаній зменшити свою залежність від обленерго;

– екологічні чинники;

– наявність відновлюваних ресурсів енергії;

– нестача інвестиційних ресурсів і переважні можливості впровадження невеликих проектів;

– зацікавленість у регіональному розвитку;

– необхідність нарощування генеруючих потужностей у зв'язку з відпрацюванням ресурсу існуючих потужностей.

Для масштабного розвитку децентралізованої генерації необхідне відповідне вдосконалення інфраструктури розподільних мереж. Здійснення цього потребує ухвалення цільових інвестиційних програм, у яких могли би брати рівноправну участь як енергоспоживачі, так і енергокомпанії. Дуже важливо забезпечити безперешкодний доступ установок малої генерації до електричних мереж для продажу надлишкової електроенергії центральній мережі, особливо в години піків електроспоживання [9].

Активні споживачі створюють нові умови конкуренції для традиційних постачальників ринку електроенергії, зокрема: додаткову пропозицію потужності на ринок; зниження потреби в потужностях для пікового попиту; ринок системних послуг; додаткову пропозицію послуг з регулювання частоти та напруги; забезпечення

надійної автономної роботи в аварійному режимі «острова»; мережеві компанії; участь в оптимізації поточних і перспективних режимів завантаження мережі, виникнення еластичного попиту на послуги.

Активні споживачі обумовлюють наступні ефекти в мережі та енергосистемі :

– зниження капітальних і операційних витрат на магістральні мережі при підвищенні системної надійності та надійності електропостачання великих споживачів, підключених до електромереж;

– зниження потреби в резерві мережевих потужностей в електричних мережах, пристроях компенсації реактивної потужності і витрат з їх експлуатації;

– оптимізацію режимів завантаження мереж і зниження витрат на компенсацію втрат потужності та електроенергії;

– зниження витрат на компенсацію збитків від аварійних обмежень в подачі потужності і енергії у вузли живлення розподільних мереж (мереж споживачів) і на аварійні ремонти в електричних мережах;

– зниження пікових навантажень і потреби в генеруючих потужностях для їх забезпечення та підтримки нормативних резервів;

– вирівнювання графіка навантаження, зниження потреби в маневрених потужностях, зниження вимог до обов'язкового внутрішньодобового розвантаження обладнання електростанцій;

– нові можливості для підтримки системної надійності за рахунок оперативного керування режимами, власними генеруючими і акумулюючими потужностями великого споживача.

Активні споживачі обумовлюють зростаючу конкуренцію з боку локальних торговельних майданчиків як для локальних, так і оптових ринків.

Необхідні умови формування активних споживачів [10]:

– *підвищення технологічних можливостей, оперативності та автоматизації керування навантаженнями промислових, комерційних і побутових споживачів, системами освітлення, опалення та кондиціонування:*

- розширення регульовальних діапазонів;

- оснащення керуючими елементами для віддаленого керування режимами;

- єдиний інтерфейс для інтегрованого керування різними типами струмоприймачів у споживача;

– інформаційні та комунікаційні можливості для двосторонньої взаємодії з технологічною та комерційною інфраструктурами енергосистеми через засоби інтелектуального обліку в режимі: віддаленого керування навантаженнями; віртуальної електростанції/агрегованого споживача; самостійного реагування за ціною;

– динамічне ціноутворення, що забезпечує адекватні ринкові сигнали для активної економічної поведінки споживача на ринку:

– оптимізація витрат на енергопостачання від зовнішніх і власних джерел з урахуванням ефективної зміни графіка навантаження;

– оптимізація обсягів отримання системних послуг з урахуванням економічної вартості збитків від недопостачання або низької якості електроенергії;

– оптимізація чистого доходу від пропозиції власних генеруючих/акумуляуючих потужностей і пропозиції системних послуг з урахуванням поточної цінової динаміки;

– плата за підключення і використання мережі для АС з урахуванням динаміки їх впливу на рівень завантаження, втрат, вартість альтернативних мережевих рішень;

– рівноправна участь на оптових і локальних торгових майданчиках, у тому числі й у складі агрегованих споживачів або віртуальних електростанцій.

Отже, до факторів і чинників умов функціонування АС можна віднести:

– інтелектуальні системи (схеми і алгоритми) керування попитом;

– інтеграцію та інтелектуальне керування джерелами РГ і акумуляування;

– інтелектуальні системи керування надійністю і якістю енергопостачання споживача з урахуванням економічної вартості збитків;

– схеми комутації і взаємодії з системами передачі та розподілу електроенергії;

– схеми і алгоритми участі споживача в керуванні режимами енергосистеми;

– схеми і алгоритми взаємодії з комерційною інфраструктурою на базі систем інтелектуального обліку;

– конфігурацію оптових і локальних ринків електроенергії та системних послуг, доступ на ринки, розподіл цінових ефектів.

Механізми стимулювання активної поведінки споживача (мо-

тиваційна складова керування):

– інтеграція власної генерації (реалізація функції керування завантаженням власної генерації; створення економічних стимулів для реалізації стратегії керування генерацією потужності);

– механізми стимулювання розвантаження (реалізація функції з керування режимами свого енергоспоживання на періоди пікових цін з метою балансування системи);

– механізми зустрічного планування (інтеграція можливості оперативного керування режимами енергоспоживання в існуючу систему ринків електроенергії);

– механізми керування попитом (реалізація функції з керування режимами свого енергоспоживання).

Інтеграція власної генерації. У сфері керування власною генерацією мотиваційне керування спрямовано на створення економічних умов, які роблять генерацію вигідною для АС. Безпосереднє ж керування потужністю генерації «за командою» системного оператора належить до інституціонального керування.

Для реалізації функції керування завантаженням власної генерації необхідно вирішити такі завдання:

– технологічну інтеграцію в енергосистему;

– розробку стандартів приєднання до енергосистеми;

– розробку вимог для отримання генерацією споживача статусу кваліфікованого постачальника;

– розробку процедури отримання генерацією споживача статусу кваліфікованого постачальника;

– створення економічних стимулів для реалізації стратегії керування генеруючою потужністю;

– надання вибору суб'єкту щодо участі в інституціональному регулюванні навантаження «за командою» системного оператора;

– надання можливості подання цінових заявок на продаж електроенергії, що виробляється власною генерацією, на ринок;

– збереження можливості проведення взаєморозрахунків за трансферною ціною на обсяг електроенергії, що виробляється власною генерацією і споживається самим споживачем.

Механізм стимулювання розвантаження. Традиційно в електроенергетиці підтримання балансу попиту і пропозиції з метою забезпечення надійного енергопостачання здійснюється з використанням ресурсів генерації (Supply Side Management): зміст

необхідного обсягу резервуючої потужності, покриття пікового попиту за рахунок завантаження пікових електростанцій (ГЕС, ГАЕС, ТЕС).

При переході до інтелектуальної енергетики забезпечення балансування попиту і споживання здійснюється за рахунок реалізації властивості «активності» споживача (Demand Side Management). При цьому необхідно забезпечити формування економічного механізму, стимулюючого споживача до керування режимами свого енергоспоживання на періоди пікових цін з метою балансування системи. Для цього необхідно забезпечити для споживача індивідуальний економічний ефект від участі в керуванні своїм енергоспоживанням. Зокрема, доцільно ввести новий вид системної послуги – послугу з оперативного скидання/набору навантаження, яка буде розглядатися як еквівалент додаткового завантаження/розвантаження генерації. Якщо ціна, запропонована споживачем за розвантаження/завантаження, нижча ціни, запропонованої генератором, то балансування на ринку буде забезпечуватися при більш низькій ціні. При цьому необхідно враховувати зазначені обсяги як безпосередньо на спотовому ринку електроенергії, так і на ринку потужності як еквівалент змісту резервного генератора.

Реалізація запропонованого механізму, яка здатна вплинути на формування ціни на ринку, може бути скрутною щодо дрібних роздрібних споживачів через малий обсяг енергоспоживання. Тому доцільно також враховувати можливість створення учасника інфраструктури, нового агента ринку – агрегатора, координуючого участь дрібних споживачів у керуванні енергоспоживанням на ринку.

Зазначений учасник реалізує механізм віртуальної електростанції, тобто агрегує вільну потужність РГ, а також споживачів, готових знизити навантаження в рамках механізмів керування попитом, і керує цією потужністю з єдиного центру за допомогою Інтернет-системи як блоком однієї станції.

Механізми зустрічного планування. Конструкція ринку «на добу вперед» і балансууючого відповідає принципам механізму зустрічних планів, суть якого полягає в тому, що споживачі самі визначають і повідомляють свій прогноз споживання, що забезпечує надійність і точність прогнозування. Споживач оплачує плановий обсяг за базовою ціною, крім того, перевитрата і недовитрата сплачуються зі штрафними коефіцієнтами. Наявність штрафів стимулює

споживача до максимально точного планування.

На сьогодні при відхиленні фактичного споживання від планового споживач потрапляє на балансууючий ринок, де відповідні обсяги перевищення купуються за дорожчою ціною, а обсяги «недобору» продаються на ринок за зниженою ціною. Для реалізації положень концепції АС необхідно в діючій моделі ринку переглянути штрафні коефіцієнти за гнучке реагування споживачів таким чином, щоб можна було інтегрувати механізм стимулювання розвантаження в існуючу систему ринків електроенергії та потужності.

Механізми керування попитом. Взаємодія між «активним» споживачем і енергетичною компанією включає в себе велику кількість різних тарифів: за електроенергію, за використання потужності, на підключення.

Тарифи для промислових і побутових споживачів можуть залежати від регіону розташування споживача, часу доби, споживаної потужності, накопиченого обсягу споживання, планового обсягу споживання, завантаженості розподільних електромереж, оптової або роздрібною ціни електроенергії на роздрібному або оптовому ринку та інших чинників.

Керування поведінкою через тариф на товар або послугу майже автоматично передбачає диференціацію тарифу – різні ставки відповідають різним способам поведінки; для стимулювання потрібних дій тарифи знижуються, для заборони небажаної поведінки – підвищуються.

Принциповою є здатність суб'єкта керування вимірювати і спостерігати поведінку об'єкта керування. Заміри повинні бути об'єктивними, оскільки на їх основі проводиться вибір тарифів і визначаються суми взаєморозрахунків.

3.2. Активний споживач та особливості його роботи

Регулювання графіка навантажень споживачів можна здійснювати в кількох часових діапазонах: у межах доби, тижня, сезону, року. Вирівнювання графіка може здійснюватися за рахунок перенесення годин роботи найбільш енергоємного обладнання, що працює періодично, з годин максимуму на інші години доби. Також вважається, що в години максимумів навантажень електроенерге-

тичної системи доцільно проводити на підприємствах поточні та профілактичні ремонти технологічного та електроенергетичного обладнання. Зниження навантаження також може досягатися шляхом розподілу за часом моментів запусків великих електроприймачів, створення запасів продукції та подальшої їх обробки в позапікові години. Одним з найвигідніших шляхів зниження пікових навантажень в електроенергетичній системі є використання споживачів-регуляторів. При цьому одержувана в електроенергетичній системі економія коштів може перевищувати додаткові витрати споживачів-регуляторів.

За кордоном напрям з регулювання енергоспоживання набув назви керування попитом, що об'єднує технічне (споживач-регулятор) і економічне (попит, керування) поняття. У ряді країн (Англія, Австралія, США та ін.) розроблено і реалізуються проекти автоматизованого керування попитом на електроенергію з метою зниження пікових навантажень електроенергетичних систем. За допомогою створення єдиної комунікаційної системи між навантаженнями (з використанням Internet Protocol) з'явиться можливість здійснювати індивідуальну автоматизовану комунікацію з навантаженнями, і керування попитом буде здійснюватися з мінімальною затримкою в часі. На цьому етапі розвитку інтелектуальної системи енергопостачання (СЕП) проблема керування попитом вирішується на основі відповідних договорів енергосистеми з окремими споживачами енергії, побудованих на врахуванні економічних інтересів кожної сторони [8]. Розподільні компанії на основі аналізу різних об'єктів електроспоживання виявляють такі електроприймачі, які в сукупності дають змогу істотно до 25 % знизити пікове навантаження енергосистем. Серед таких електроприймачів зазвичай розглядаються кондиціонери великих житлових, комерційних і адміністративних будівель, електричні водонагрівачі, електроприводи насосів систем зрошення в сільській місцевості та ін. Після аналізу й оптимізації електроспоживання компанії розробляють програми керування попитом на електроенергію, встановлюють пільгові умови для споживачів, які погодилися добровільно брати в них участь. Однією з цілей концепції Smart Grid є надання споживачам можливостей автоматизованого керування використанням електричної енергії та мінімізації витрат на оплату електроенергії [11]. Важливо зазначити, що технології Smart Grid дають споживачам можливість

аналізувати їх електроспоживання і керувати споживанням електроенергії більш ефективно. Іншими словами, концепція Smart Grid стимулюватиме споживачів до участі в регулюванні навантаження.

В інтелектуальній СЕП кінцевий споживач електроенергії повинен розглядатися як партнер суб'єктів електроенергетики в частині забезпечення надійної роботи мережі й тим самим набувати статусу «активного» [5]. Активним споживачем вважається учасник споживчого ринку електроенергії, який має можливість відповідно до своїх потреб оптимізувати графік завантаження потужностей як з метою мінімізації витрат на електроенергію, так і з метою отримання доходу від продажу електроенергії і потужності [6, 12]. Мотивацією поведінки АС є забезпечення можливості самостійної зміни споживачами обсягу і функціональних властивостей (рівня надійності, якості) одержуваної електроенергії на основі балансу своїх потреб і можливостей енергосистеми з використанням інформації про характеристики цін, обсягів постачання електроенергії, надійності, якості та ін. АС має право обирати [11, 13, 14]:

– режим свого електроспоживання відповідно до необхідності виконання виробничих планів з випуску продукції або забезпечення енергією домогосподарства, оптимізуючи витрати на покупку енергії з зовнішніх ринків;

– ступінь своєї участі в наданні додаткових послуг – регулювання активних і реактивних навантажень (потужностей) для керування з боку системного оператора;

– умови завантаження власної потужності (за її наявності) для формування заявки на покупку/продаж електроенергії на оптовому і роздрібному ринках.

Зміна «пасивної» поведінки споживачів електроенергії на «активну» стикається з рядом проблем, спричинених тим, що вся енергетична система в Україні є централізованою, з електростанціями великої потужності, орієнтованою на «пасивних споживачів». У зв'язку з чим потребують перегляду питання участі споживачів у створенні послуг для енергетичної системи, а також питання системної інтеграції в мережу як самих «активних» споживачів, так і джерел РГ та НВДЕ. Тому розробка і вдосконалення методів інтеграції джерел розосередженої генерації та НВДЕ і АС у мережу енергопостачання, а також використання АС з метою оптимізації енергоспоживання є актуальною і важливою науково-технічною задачею.

Зміна ролі споживачів диктує необхідність перегляду підходів до керування в галузі: переорієнтація від Demand Chain Management (DCM) – концепції, орієнтованої на керування витратами, до Demand Side Management (DSM) – концепції, заснованої на безпосередньому залученні споживача до процесу створення цінності.

Активізація споживачів у енергетиці відбувається через їх включення в процес створення цінностей на основі системи методів і механізмів Demand Chain Management (DCM), що трансформувалася в галузеву систему механізмів «активізації» споживачів – Demand Side Management (DSM), яка представляє собою набір заходів, спрямованих на зміну поведінки споживачів, спрямованих на підвищення енергоефективності, зниження рівня споживання, керування попитом, створення конкуренції на роздрібних ринках електроенергії, формування локальних систем енергопостачання [15, 16]. Порівняльна характеристика різних типів споживачів електроенергії наведена в табл. 3.1.

На жаль, особливості сучасного українського ринку електроенергії не дає змоги реалізувати в Україні повною мірою потенціал активного споживача. Причиною цього є технологічні особливості ОЕС України, система взаємовідносин на ринку електроенергії, недосконале законодавство, а також низка інших причин. На сьогоднішній день споживач на ринку електричної енергії обмежений у своїх діях щодо вибору умов споживання електричної енергії. Утримання резервних потужностей, фінансування інвестиційних проектів, модернізація мережевих компаній тощо лягають на споживача. Така обмеженість вибору споживача пояснюється специфічними особливостями існуючого ринку електричної енергії, а саме: збіг за часом процесів генерації, передачі, розподілу та споживання енергії; неможливість акумулювати електричну енергію в значних обсягах; одночасність процесів виробництва, передачі та споживання енергії; паралельна робота всіх електростанцій енергосистеми на спільний графік навантаження електроенергетичної системи; забезпечення надійного енергопостачання споживачів і необхідності відповідності режиму виробництва і споживання енергії, що вимагає створення в електроенергетиці резервних генеруючих потужностей, резервних ЛЕП, створення запасів води у водосховищах ГЕС і ГАЕС й запасів палива на ТЕС; необхідність автоматизації керування технологічними процесами в електроенергетиці та син-

Таблиця 3.1
Порівняльна характеристика різних типів споживачів електроенергії

№ з/п	Властивості	Споживач-регулятор	Звичайний споживач «пасивний»	Кваліфікований / «солідарний» споживач	Активний споживач
1	Етапи розвитку енергосистеми	Енергосистема СРСР	Сучасний етап	Перехідний етап	Інтелектуальна електроенергетика
2	Вид навантаження	Промислові підприємства	Промислові підприємства та домогосподарства	Промислові підприємства та домогосподарства	Промислові підприємства та домогосподарства
3	Режим електроспоживання	Виконує план із випуску продукції, оптимізує режим роботи, виходячи з потреб енергосистеми, вирівнює графік навантаження енергосистеми	Планування електроспоживання відсутнє	Здійснюється планування електроспоживання на декілька днів вперед, відхилення від плану карається штрафами	Може змінювати свій режим електроспоживання в режимі реального часу відповідно до необхідності виконання своїх виробничих планів з випуску продукції чи поставання енергії споживачеві, оптимізуючи витрати на купівлю електроенергії на зовнішніх ринках
4	Ступінь участі в наданні додаткових послуг	Виконує в примусовому порядку	Відсутній	Визначається системним оператором	Може вибирати самостійно
5	Умови завантаження власних потужностей (при її наявності) для формування заявки на участь у купівлі/продажу енергії на оптовому та роздрібному ринках енергії	Відсутній	Відсутній	Така можливість існує тільки для потужних споживачів	Така можливість існує у кожного споживача, крім того, вибір режиму електроспоживання здійснюється в режимі реального часу

хронне керування всіма об'єктами енергосистеми [17].

Реалізація перерахованих функцій у кінцевому результаті призводить до вибору споживачем стратегії енергопостачання: самозабезпечення; купівля електроенергії з енергосистеми; купівля електроенергії від інших споживачів; продаж електроенергії в енергосистему чи іншим споживачам.

У сучасних умовах, у тому числі й на ринку, реалізація функцій «активного» споживача в різних галузях народного господарства обмежена, що пов'язано, в першу чергу, з доступністю технологій накопичення електроенергії та розосередженої генерації, а також з конструкцією ринку електроенергії: відсутністю ринку системних послуг, що надаються споживачем щодо зниження навантаження, відсутністю можливості видачі в мережу електроенергії від власної генерації.

Розглянемо в загальному випадку можливі варіанти взаємодії активного споживача з іншими елементами системи енергопостачання (рис. 3.1). До таких елементів можна віднести: систему енергопостачання; іншого активного споживача; звичайного споживача.

Окремо варто виділити можливість активним споживачем надавати додаткові послуги системі енергопостачання, наприклад регулювати власне споживання на вимогу системного оператора.

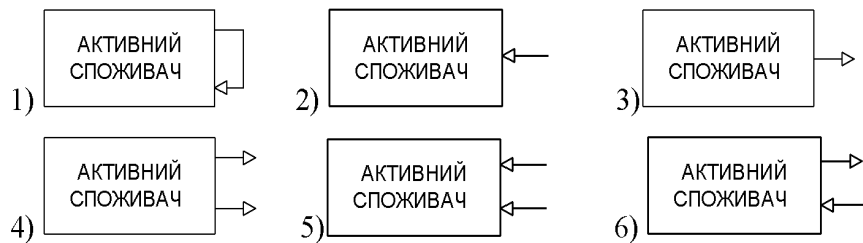


Рис. 3.1. Можливі варіанти взаємодії активного споживача з іншими елементами системи енергопостачання

Згідно з рис. 3.1 активний споживач має можливість:

- 1) забезпечувати самого себе електроенергією;
- 2) отримувати електроенергію від мережі або іншого АС;
- 3) отримувати електроенергію від кількох джерел ззовні;

4) передавати електроенергію в мережу або іншому споживачеві (активному чи звичайному);

5) передавати електроенергію кільком споживачам електроенергії;

6) частину електроенергії отримувати ззовні, а частину передавати (активному, звичайному споживачеві або мережі).

Основне обладнання, використання якого створює умови до перетворення звичайного споживача на активного, розділимо на такі групи: джерела розосередженої генерації; системи керування навантаженням споживача; акумуляторні батареї; поєднання кількох одиниць перерахованого обладнання.

Використання джерел РГ та систем керування навантаженням під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію виробленої або зекономленої електроенергії. Тому при коригуванні режимів роботи СЕП з АС для найактивніших споживачів така задача є першочерговою. Інший варіант можливий, якщо генератор призначений для регулювання або збереження балансу, тоді важливішим може бути дотримання режиму.

Що стосується використання акумуляторних батарей (АБ), то основним їхнім завданням є мінімізація витрат шляхом накопичення електроенергії від власних джерел розосередженої генерації або від мережі електропостачання за час, коли вона є дешевшою, та її використання, коли ціна на електроенергію зростає. Перемикання навантаження на живлення від АБ в години, коли ціна на електроенергію висока, крім економії для споживача сприяє ще і зменшенню загального навантаження мережі в пікові та напівпікові години, що, в свою чергу, позитивно впливає на роботу системи енергопостачання.

Також можливим є комбінування кількох типів обладнання АС, що сприяє отриманню більшого ефекту від їхнього використання.

Окремим питанням є взаємозв'язок різного роду АС між собою. Основними вигодами, які можна отримати від такого зв'язку, є: часткове розвантаження мереж; підвищення якості та надійності енергопостачання споживачів; оптимізація режимів роботи СЕП; подовження терміну експлуатації мереж та обладнання; зменшення перетоків електроенергії.

Комбінуючи основне обладнання активного споживача, можна виділити такі типи активних споживачів: лише з використанням джерел РГ; лише з використанням систем керування навантаженням (СКН); лише з використанням АБ; зі спільним використанням – РГ та СКН, РГ та АБ, СКН та АБ, а також РГ, АБ та СКН.

Розглянемо можливості кожного з описаних типів активних споживачів (табл. 3.2).

Залежно від вибраного варіанту взаємодії АС з іншими елементами системи енергопостачання (рис. 3.2) можна встановити варіанти взаємодії обладнання АС між собою.

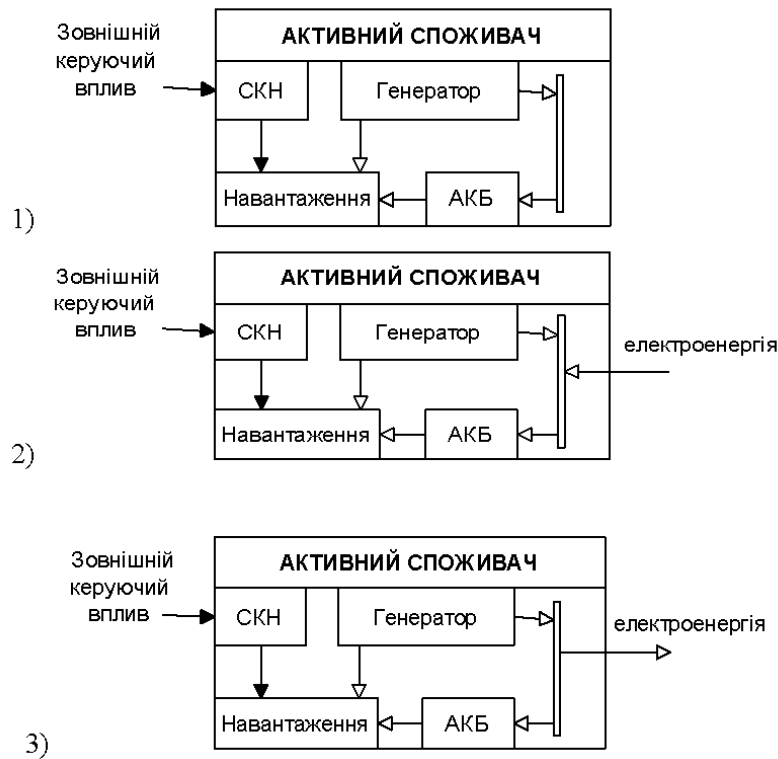


Рис. 3.2. Основні зв'язки між обладнанням АС:

- 1) автономний режим роботи;
- 2) споживання електроенергії ззовні;
- 3) передача надлишкової електроенергії

Таблиця 3.2
Типи та можливості активних споживачів (за встановленим обладнанням)

№ з/п	Тип АС	Опис можливостей											
		Продаж всієї енергії		Продаж невикористаної енергії		Повне власне енергозабезпечення			Часткове власне енергозабезпечення			Оптимізація споживання енергії	
		Продати енергію	Продати невикористану енергію	Постійне	Тривале	Тимчасове	Аварійне	Тривале	Тимчасове	Аварійне	Повне відключення	Згладження піків	Керування споживанням
1	Тільки з джерелами РГ	+	-	+/-	-	+/-	+/-	+/-	-	+/-	+	+/-	-
2	Використання СКН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+
3	Використання АБ	-	-	-	-	+/-	+/-	+	+	+	+	+	-
4	Використання РГ та СКН	+	+	+/-	+/-	+	+	+	+	+	+	+	+
5	Використання РГ та АБ	+	+	+/-	+/-	+	+	+	+	+	+	+	-
6	Використання СКН та АБ	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+
7	Спільне використання РГ, АБ та СКН	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Актуальними на цей момент є: розробка алгоритмів взаємодії обладнання між собою; алгоритми розподілу електроенергії від власних джерел РГ; алгоритм вибору режиму живлення. Особливостями АС у наведеному випадку є:

1. Наявність технологічних установок (сукупність або окремі одиниці):

- споживаюче обладнання, здатне до зміни (перенесення на інший час) навантаження;
- власні джерела РГ;
- накопичувачі електроенергії;
- системи керування навантаженням.

2. Здійснення діяльності з керування попитом, що включає:

- маневрування енергоспоживанням (зниження або перенесення навантаження за часом) з метою надання системної послуги, оплачуваної ринком електроенергії, або виходячи з мінімізації витрат на електроенергію;

– керування власною генерацією: визначення ступеня її завантаження, а також обсягу власного споживання від неї і обсягу електроенергії, що постачається на ринок;

– керування режимом накопичення електроенергії: накопичення електроенергії, що виробляється власним генеруючим джерелом, або накопичення електроенергії, споживаної з енергосистеми;

- споживання накопиченої електроенергії;
- продаж накопиченої електроенергії на ринок.

3. Функції АС в електроенергетичній системі:

– керування власним енергоспоживанням відповідно до необхідності виконання своїх виробничих планів з випуску продукції або забезпечення енергією домогосподарства, оптимізуючи свої витрати на покупку електроенергії з зовнішніх ринків;

– визначення ступеня своєї участі в наданні додаткових послуг, що полягають у наданні керованих активних і реактивних навантажень (потужностей) для керування з боку системного оператора;

– визначення умов завантаження власної потужності (за її наявності), для формування заявки на участь у купівлі/продажу електроенергії на оптовому і роздрібному ринках [5].

У світовій практиці розроблено широкий спектр механізмів керування навантаженням (табл. 3.3). Стимулювання споживачів

дає змогу забезпечити економію для системи в цілому за рахунок зниження рівня ризиків зовнішнього середовища.

Таблиця 3.3

Механізми керування попитом

Елементи програми керування попитом	Сьогодні	Перспективний стан
Пряме керування попитом	Споживач за власним розсудом включає або відключає обладнання в години мінімуму/максимуму тарифу відповідно до існуючих тарифних меню	Обладнання споживача, оснащене відповідними пристроями для дистанційного відключення в пікові моменти і включення в моменти мінімальних цін
Програми потреби (пропозиції)/навантаження. Програми зворотної покупки	Споживач за власним розсудом включає або відключає обладнання в години мінімуму/максимуму тарифу відповідно до існуючих тарифних меню	Споживач на основі оперативної інформації про стан ринку може відмовитись від споживання на певний період часу і продавати невикористану потужність
Програми переривання	Примусове відключення при форсмажорних ситуаціях	Відключення за згодою споживача з наданням можливості зниження виплат у бік постачальника за рахунок системи модифікації цін
Тариф, диференційований за часом доби	Споживач за своїм розсудом включає або відключає обладнання під час дії зонних тарифів	Існування як добровільних програм, так і примусових, заснованих на обов'язковій у них участі всіх споживачів. Споживач може або зобов'язаний завантажити своє обладнання під час дії того чи іншого тарифу
Програми зниження навантаження	Примусове зниження навантаження при форсмажорних ситуаціях	Зменшення навантаження за згодою споживача з наданням зниження виплат у бік постачальника за рахунок системи модифікації цін

Продовження табл. 3.3

Тарифікація в режимі реального часу	Робота в режимі реального часу на балансуєчому оптовому ринку електроенергії і потужності	Робота в режимі реального часу на балансуєчому оптовому ринку електроенергії і потужності, а також на рівні кінцевого споживача на роздрібному ринку
Програми потреби (пропозиції)/навантаження. Програми зворотної купівлі	Промисловий споживач на власний розсуд завантажує потужності відповідно до режимів роботи залежно від тарифу або умов контракту	Споживач на основі оперативної інформації про поточний стан ринку може відмовитись від споживання на даний момент часу і продати потужність

На оптовому ринку електричної енергії (потужності) потенціал реалізації стратегії АС полягає в можливості повсякчасного коригування споживачем своїх завантажень, формуванні погодинного графіка постачання в рамках конкретного договору і залежно від гнучкого графіка споживання (рис. 3.3) [18].

Оцінка потенціалу реалізації стратегії АС для промислових і комерційних споживачів на роздрібному ринку (рис. 3.4, 3.5) включає в себе можливість застосування споживачем інтервального (погодинного) обліку свого споживання, однак на оптовому ринку споживачі можуть більш гнучко брати участь у програмах керування попитом [18]. Оскільки споживчий ринок для населення в рамках чинного тарифного законодавства повністю регулюється державою, на сучасному етапі розвитку реалізація стратегії АС для населення не можлива.

Таким чином, потенціал реалізації моделі АС, згідно з діючою моделлю ціноутворення в Україні, існує. Однак слід виділити низку обмежень, що перешкоджають реалізації зазначеної моделі.

1. *Обмеження волатильності цін регулюючим органом.* Згідно з відомим міжнародним досвідом керування попитом, у тих випадках, коли волатильність цін стримується регулюючими органами в протидію ринковим силам, ресурси керування попитом обмежені.

СПОЖИВАЧІ НА ОПТОВОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ			
ГЕНЕРАЦІЯ			
Регульована частина	Нерегульована частина		
Тариф встановлюється НКРЕ (I)	Маржинальне ціноутворення на ринку на добу вперед (I)	Ціна формується контрагентом в рамках вільних договорів (I)	Ціна вільного договору визначена в рамках вільного аукціону (I)
Тариф встановлюється без диференціації за часом доби (II) (III)	Торгівля здійснюється на основі планових погодинних графіків споживання і цін, що утворюються на ринку щогодини. Споживач може оптимізувати режим споживання і купівлі електроенергії (II)	Графіки постачання електроенергії складаються за кожним договором (II)	Контракти формуються за періодами споживання і ціна залежить не тільки від часу доби, але і від місяця споживання (II)
ПОСЛУГИ З ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ			
Тарифи на передавання в ОЕС		Тарифи на передавання по розподільних мережах	
Тариф затверджується НКРЕ (I)		Тариф затверджується регіональним регулюючим органом (I) (III)	
Відсутня прив'язка тарифів до пропускної спроможності мереж (II)			
ІНФРАСТРУКТУРНІ ПОСЛУГИ			
Тарифи на послуги системного оператора		Тариф на послуги комерційного оператора	
Тарифи затверджуються НКРЕ. Тарифи встановлюються як частина від споживаного обсягу електроенергії (потужності) (I) (III)			

Рис. 3.3. Потенціал мотивації активного споживача на оптовому ринку електроенергії (потужності):

- (III) – існує можливість прямого державного регулювання;
- (II) – існує можливість реалізації стратегії активного споживача;
- (I) – відсутня можливість реалізації стратегії активного споживача

2. *Механізми ціноутворення на ринках електроенергії й потужності.*

На роздрібному ж ринку можливість реалізації стратегії активного споживача частково існує, оскільки в тарифному меню присутні зонні тарифи, стимулюючі енергозбереження та підвищення

рівня енергоефективності, згладжування графіків споживання. Реалізацію стратегії АС стримує також відсутність методики визначення тарифів на передавання та розподіл електричної енергії залежно від завантаженості пропускної спроможності мережі за точний момент часу.

ПРОМИСЛОВІ ТА КОМЕРЦІЙНІ СПОЖИВАЧІ НА РОЗДРІБНОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ		
ГЕНЕРАЦІЯ		
Регульована частина		Нерегульована частина
Генерація роздрібно-го ринку – тариф затверджується регіональним регулюючим органом (I)	Генерація оптового ринку – тариф затверджується НКРЕ (I)	Середньозважена величина з врахуванням нерегульованої ціни з оптового ринку електроенергії та ціни генерації на роздрібно-му ринку електроенергії (I)
Можливість застосування зонних тарифів (II) (III)		Можливість застосування інтервального обліку (II) (III)
ПОСЛУГИ З ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ		
Тариф на передачу по ОЕС		Тариф на передачу по розподільних мережах
Тариф затверджується НКРЕ (I) (III)		Тариф затверджується регіональним регулюючим органом (I) (III)
Відсутня прив'язка тарифів до пропускної здатності електричних мереж (II)		
ІНФРАСТРУКТУРНІ ПОСЛУГИ		
Тарифи на послуги системного оператора		Тарифи на послуги комерційного оператора
Оплачуються в складі тарифу генерації (постачальник послуг оплачує вказані послуги при здійсненні діяльності на оптовому ринку) (I) (III)		
ЗБУТОВА НАДБАВКА		
Регульована збутова надбавка для гарантованих постачальників	Нерегульована ціна для збутових компаній, які не є гарантованими постачальниками	
Тариф регулюється регіональним регулюючим органом (I) (III)	На цей час не актуально, оскільки всі збутові компанії є гарантованими постачальниками (I)	

Рис. 3.4. Потенціал мотивації до активної поведінки промислових та комерційних споживачів роздрібно-го ринку електроенергії:

- (III) – існує можливість прямого державного регулювання;
 (II) – існує можливість реалізації стратегії активного споживача;
 (I) – відсутня можливість реалізації стратегії активного споживача

НАСЕЛЕННЯ	
ГЕНЕРАЦІЯ	
Регульована частина	
Генерація роздрібно-го ринку – тариф затверджується регіональним регулюючим органом (I)	Генерація оптового ринку – тариф затверджується НКРЕ (I)
Можливість застосування зонних тарифів (II) (III)	
ПОСЛУГИ З ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	
Тариф на передачу по ОЕС	Тариф на передачу розподільними електромережами
Тариф затверджується НКРЕ (I)	Тариф затверджується регіональним регулюючим органом (I)
Відсутня прив'язка тарифів до пропускної здатності електричних мереж (II) (III)	
ІНФРАСТРУКТУРНІ ПОСЛУГИ	
Тарифи на послуги системного оператора	Тарифи на послуги комерційного оператора
Оплачуються в складі тарифу генерації, постачальник послуг оплачує вказані послуги при здійсненні діяльності на оптовому ринку (I) (III)	
ЗБУТОВА НАДБАВКА	
Регульована збутова надбавка для гарантованих постачальників	
Тариф регулюється регіональним регулюючим органом (I) (III)	

Рис. 3.5. Потенціал мотивації до активної поведінки населення:

- (III) – існує можливість прямого державного регулювання;
 (II) – існує можливість реалізації стратегії активного споживача;
 (I) – відсутня можливість реалізації стратегії активного споживача

Розглядаючи тариф на інфраструктурні послуги, можна зробити висновок, що можливість реалізації стратегії АС відсутня, бо на цей час до інфраструктурних послуг належать тільки послуги комерційного і технологічного операторів і не належать послуги з регулювання навантаження щодо запобігання аваріям, з регулювання частоти та активної потужності і т.д.

3. *Механізми здійснення конкурентного відбору.* Реалізація моделі FC крім економічних питань вимагає істотного опрацювання технічних питань керування потоками електроенергії в режимі реального часу.

4. *«Нав'язування» тарифів кінцевому споживачеві.* Для реалізації стратегії FC необхідно підвищити інформованість кінцевого споживача і створити можливість його участі у формуванні ціни.

5. *Особливості системи державного регулювання.* Відповідно до чинного законодавства регульовані тарифи встановлюються з періодичністю раз на рік. Великий часовий розрив між виникнен-

ням у організації витрат (доходів) та можливістю їх відшкодування знижує обсяг фінансових ресурсів підприємства.

3.3. Моделювання активного споживача

Зміна економічної та технічної поведінки споживачів з «пасивної» на «активну» змінює їх функції та роль в електричній мережі через появу нових можливостей: діяльність з керування попитом і надання додаткових системних послуг з регулювання навантаження, що наділяє споживача спроможністю конкурувати з генерацією. Інтеграція такого споживача в електричній мережі потребує вирішення низки питань як фізичної інтеграції, так і інтеграції в систему керування.

Для повного опису структури і процесів, а також графічного представлення особливостей протікання енергетичних процесів у мережах з АС можуть бути використані наступні елементи:

1. *Граф структури* (G_C) – $G_C \{V_C, H_C\}$ – визначає відношення між елементами вершин V_C та дуг H_C . Множина вершин V_C відповідає елементам системи, дуги $h_C, h_C \in H_C$, показують наявність зв'язку між її елементами.

2. *Контрольовані перетини системи*. До таких перетинів належить сукупність перетинів на множині елементів системи, зв'язаність графа G_C в яких обумовлює притаманний цій системі конкретний вид протікання основних енергетичних процесів у системі.

3. *Енергетично незмінний стан (ЕНС) системи*. Це стан, що характеризується інтервалом $(t_{i-1} - t_i)$ роботи системи T_T , для якого незмінними є номер інтервала сталості структури (ІСС) та напрямок потоків енергії через контрольовані перетини.

4. *Граф зміни стану* (G_{3C}) – $G_{3C} \{V_{3C}, H_{3C}\}$ – визначає відношення між елементами вершин V_{3C} та дуг H_{3C} . Множина вершин V_{3C} включає елементи системи, а дуги $h_{3C}, h_{3C} \in H_{3C}$, відображають наявні енергетичні магістралі, тобто зв'язок між елементами множин системи на виділеному інтервалі сталості структури.

5. *Граф передачі енергії* (G_{PE}) – $G_{PE} \{V_{PE}, H_{PE}\}$. Цей граф є направленим. Він визначає відношення між елементами вершин V_{PE} та дуг H_{PE} . Множина вершин V_{PE} містить виділені елементи системи, а дуги $h_{PE}, h_{PE} \in H_{PE}$, відображають характер передачі енергії

між елементами системи для кожного з вибраних елементів множини ЕНС потужністю $n_{ЕНС}$. Дуга (петля) $h_{PE,jj}$ характеризує втрати енергії в j -му елементі системи. Вага дуги $h_{PE,ks}$ представляє $n_{ЕНС}$ -мірний вектор $\Theta = \{\theta_1, \dots, \theta_j, \dots, \theta_{n_{ЕНС}}\}$, для якого числове значення j -го елемента θ_j відповідає числовому значенню величини перетоку енергії на j -му ЕНС через цю дугу від s -го до k -го елемента технічної системи, а знак – напрямок перетоку.

Економічні основи поведінки окремих споживачів ґрунтуються на принципі отримання максимальної користі, вигоди, прибутку.

Максимізація користі (вигоди) передбачає здатність споживача порівнювати користь різних благ і їх комбінацій. Зазначений принцип передбачає наступне: споживачі знають свої переваги і ранжують їх; ранжування переваг може бути представлено деякою функцією корисності; поведінка споживача є раціональною, і він завжди буде вибирати найкращий набір благ з множини допустимих альтернативних варіантів. Ключовим висновком є те, що споживачі виконують певні активні дії з метою отримання максимальної вигоди.

Виникають так звані «активні системи», в яких учасники їх проявляють певну активність шляхом виконання певних дій для забезпечення власних інтересів. Основними методами досліджень таких систем є математичне та імітаційне моделювання [17].

Модель активної системи. У загальному випадку задача керування будь-якої як активної, так і пасивної системи описується таким чином [12]:

1. y – змінна, що характеризує стан системи;
2. $y \in A$, де A – допустима множина;
3. Для стану системи в поточний момент часу характерна залежність від керуючих впливів η , причому $\eta \in U$: $y = G(\eta)$, де U – множина допустимих керуючих впливів; $G: U \rightarrow A$ – модель системи керування;
4. Функціонал $\phi(\eta; y)$ на множині $A \times U$ визначає ефективність функціонування суб'єкта з точки зору керуючого суб'єкта;
5. Ефективність керування характеризується змінною $K(\eta) = \phi(\eta, G(\eta))$;

6. Завдання для керуючого органу полягає у виборі з допустимої множини таких станів системи керування, які максимізують його ефективність при відомій реакції системи на керуючий вплив:

$$K(\eta) \rightarrow \max. \quad (3.1)$$

Відмінності в керуванні активними і пасивними системами полягають в наступному [19, 20]:

– для пасивних систем (наприклад, суб'єкти системи є технічними засобами) залежність об'єкта керування від керуючого впливу $y = G(\eta)$ є моделлю функціонування системи. Для будь-якої пасивної системи з точки зору керування характерна відсутність у об'єкта керування свободи вибору свого стану, власних цілей, можливості прогнозувати поведінку керуючого суб'єкта;

– для активних систем (в яких суб'єкти системи або хоча б один суб'єкт набувають властивостей активності: наявність власних інтересів, свободи вибору і т.д.) з'являється нова вимога до моделі системи $G(\cdot)$: облік проявів активності у об'єктів керування. Ці об'єкти прагнуть до вибору таких своїх станів (стратегій поведінки), які є найкращими для них з точки зору переваг при заданих або прогнозованих значеннях керуючих впливів, а керуючі впливи, в свою чергу, залежать від станів керованих суб'єктів.

При формуванні переваг активних елементів і керуючого суб'єкта (центра) розглядається наступна модель взаємодії активного елемента з обстановкою:

– активний елемент має можливість вибирати дії (стратегії, стану тощо);

– у результаті вибору дії виходить результат діяльності активного елемента;

– через вплив обставин (зовнішнього середовища, дій інших активних елементів тощо) можлива розбіжність дії активного елемента і результату його діяльності.

Активний елемент може порівнювати різні результати діяльності. Здійснюючи вибір своєї дії, активний елемент ґрунтується на своїх перевагах, а також на впливі обраної дії на результат діяльності, тобто на деякому законі зміни результату діяльності. При визначенні способів задання переваг активного елемента і правил індивідуального раціонального вибору передбачається, що кожній

дії відповідає єдиний результат діяльності, тобто закон зміни результату діяльності носить детермінований характер.

Вибір елементів може задаватися різними способами: функцією корисності; цільовою функцією; бінарними та нечіткими відносинами.

Раціональним вважається вибір активним елементом дій, що максимізують його цільову функцію і в детермінованому випадку призводять до результатів діяльності, які мають максимальну корисність.

Крім визначення активних елементів і раціонального індивідуального вибору окремо, необхідно сформулювати модель поведінки кількох активних елементів з урахуванням можливості їх взаємодії. При створенні таких моделей застосовується теорія ігор. Індивідуальна раціональна поведінка учасника передбачає, що активний елемент вибирає свої дії, виходячи з необхідності максимізувати значення своєї цільової функції.

Загальна постановка задачі керування активними системами:

1. Активні елементи визначають вектор стратегій $y = (y_1, \dots, y_n) \in A$, незалежно вибираючи його компоненти.

2. Цільова функція i -го активного елемента $f_i(y, \eta)$ задає його переваги на множині $A \times U$.

3. Множини рішень гри активного елемента $P(\eta)$ – множина рівноважних стратегій активного елемента при заданому керуючому впливі $\eta \in U$. При одноелементній структурі активної системи $P(\eta)$ – множини точок максимуму цільової функції. При багатоелементній – множини рівноваг.

4. Інтереси активної системи в цілому ідентифікуються з інтересами керуючого суб'єкта – центра, на позиції якого знаходиться дослідник здійснюваних операцій.

5. Дослідник операцій формулює передбачувані стратегії активних елементів з множини рішень гри. Існують два «граничних» підходи: метод максимального гарантованого результату (МГР) – центр передбачає найгірший для нього вибір активних елементів; гіпотеза доброзичливості – центр передбачає найкращий для нього вибір активних елементів.

6. Завдання керування активною системою полягає в пошуку:

– допустимого керуючого впливу, що максимізує цільову функцію центра, тобто має максимальну ефективність;

– керування $g(\eta)$, що має максимальну гарантовану ефективність.

Ключовими функціональними характеристиками систем, що відображають значущість появи «активного» споживача, є [11]:

– *мотивація активної поведінки кінцевого споживача*: полягає в забезпеченні можливості самостійної зміни споживачами обсягу і властивостей (рівня надійності, якості тощо) одержуваної електроенергії на основі балансу своїх потреб і можливостей енергосистеми з використанням інформації про характеристики цін, обсягів поставок електроенергії, надійності, якості та ін.;

– *інтеграція розосередженої генерації, в т.ч. власної генерації споживачів*: передбачається вдосконалення процедури технологічного приєднання генеруючих потужностей з метою забезпечення інтеграції розосередженої генерації, а також систем акумулювання електроенергії в енергосистему, крім того, здійснюється перехід до створення Microgrid на стороні споживачів;

– *забезпечення доступу АС до ринків електроенергії*: необхідно передбачити зміни в архітектурі ринку електроенергії з метою забезпечення можливості для активних споживачів реалізувати їх функції.

Для оцінки інтересів АС в [21] розглядається загальна математична модель функціонування АС (з економічної точки зору), відповідно до якої АС мінімізує функцію власних операційних витрат, які враховують:

– *ціну на електроенергію, що купується з ринку* (з урахуванням параметрів тарифікації, які відображають економічні стимули від участі в програмах з керування попитом, наприклад, накопичене споживання при кумулятивній залежності ціни від споживаного з початку звітного періоду обсягу електроенергії);

– *профіль енергоспоживання*;

– *витрати через відхилення поточного профілю енергоспоживання від бажаного профілю* (потреби в електроенергії);

– *витрати на перенастроювання генеруючих потужностей споживача*;

– *ціну на передану в мережу електроенергію від власної генерації*;

– *обсяг власної генерації, переданої в мережу*;

– *собівартість виробництва електроенергії від власної генерації*.

Модель, описана в [21], дає змогу виділити основні економічні фактори, які впливають на поведінку активного споживача, допомагає оцінити порядки їх значень у фінансовому вираженні і може бути використана для опису його поведінки при розробці як механізмів мотивації споживачів до участі в регулюванні, так і механізмів керування попитом:

$$C_{st}(d(\theta, \eta), a, g_i, g_e, \theta, \xi, \eta) = \sum_{t=1}^T P_a(t, a, \xi_a, \eta) \cdot a(t) + C_{da}(d(\theta, \eta), a + g_i, \theta, \eta) + \sum_{t=1}^T C_{ga}(t, g(t), g(t-1), \theta, \eta) + \sum_{t=1}^T C_g(t, g(t), \theta, \eta) - \sum_{t=1}^T P_g(t, g_e, \xi_g, \eta) \cdot g_e(t), \quad (3.2)$$

де $t = 1, \dots, T$ – періоди функціонування (наприклад, $T=24$ для годинного планування в межах доби); $a(t)$ – обсяг електроенергії (кВт·год), яка споживається з мережі за період часу t ; $a = (a(1), \dots, a(T))$ – вектор (профіль) споживання протягом всіх періодів функціонування; $g_i(t)$ – обсяг власної генерації (кВт·год) для внутрішнього споживання за період часу t ; $g_e(t)$ – обсяг власної генерації (кВт·год), переданої в мережу за період часу t ; g_i, g_e, g – відповідні вектори генерації; ξ_g – параметри механізму тарифікації для переданої в мережу електроенергії, наприклад, накопичене споживання при кумулятивній залежності ціни від переданого з початку відлікового періоду обсягу електроенергії, включаючи обумовлені в контракті з енергетичною компанією обмеження на генерацію; ξ_a – аналогічні параметри тарифікації для споживаної електроенергії, включаючи обумовлені в контракті обмеження на споживання; $\xi = (\xi_a, \xi_g)$ – вектор параметрів договорів для короткого їх позначення; η – зовнішні умови на горизонті планування, наприклад, середньодобова температура або довжина світлового дня; θ – тип споживача, сукупність його внутрішніх характеристик, що впливають на функцію витрат; $P_a(t, a, \xi_a)$ – ціна на споживану електроенергію залежно від часового проміжку, обсягу споживання та інших параметрів; $P_g(t, a, \xi_a)$ – ціна на передану в мережу електро-

енергію залежно від часового проміжку, обсягу зовнішньої генерації й інших параметрів; $C_{ga}(t, g', g)$ – витрати на перестроювання генеруючих потужностей з потужності g на потужність g' за період t (важливу роль, наприклад, можуть відігравати витрати на пуск/зупинку електростанції); $C_g(t, g)$ – витрати на виробництво активним споживачем обсягу електроенергії g за період часу t ; $d(t, \theta, \eta)$ – потреба в електроенергії за період часу t ; $d(t, \eta)$ – відповідний вектор (профіль) потреби в електроенергії. Потреба в електроенергії залежить як від типу споживача, так і від сформованих зовнішніх умов; $C_{da}(d, a)$ – втрати через відхилення профілю споживання від профілю потреби за весь проміжок планування.

Представлена модель дає змогу виділити основні економічні чинники, що впливають на поведінку АС, і допомагає оцінити порядки величин цих факторів у фінансовому вираженні й може бути використана для опису його поведінки при розробці як механізмів мотивації споживача до участі в регулюванні, так і механізмів керування попитом.

Розглянута в [13] цільова функція АС являє собою суму прибутку від споживання (різниці вигоди від споживання і вартості відібраної з мережі електроенергії) і прибутку від власної генерації (різниці доходу від продажу електроенергії в мережу і собівартості генерації) і має такий вигляд:

$$f(\bar{g}, \bar{g}^I, \bar{g}^E) = \sum_{n=1}^N d_{z_n} - \sum_{t=1}^T C^I(\cdot) \left[\sum_{n=1}^N a_{z_n}^n \cdot P_{спож} - g_t^I \right] + \sum_{t=1}^T \left[C^E(\cdot) \cdot g_t^E - \sum_{m=1}^M C_m(t, g_{mt}) \right] \rightarrow \max,$$

де g_{mt} – потужність генерації установки $m \in \bar{1}, \bar{M}, t \in \bar{1}, \bar{T}$;

$g_t = \sum_{m=1}^M g_{mt}$ – повний обсяг генерації за період часу, який ділиться

між внутрішнім споживанням g_t^I ($\bar{g}^I = (g_t^I)$) і обсягом електроенергії

g_t^E ($\bar{g}^E = (g_t^E)$); $C(t) = \sum_{m=1}^M C_m(t, g_{mt})$ – затрати на виробництво

активним споживачем обсягу електроенергії g за період часу t ; M/N

– кількість одиниць генеруючого та енергоспоживаючого обладнання відповідно; T – кількість годин за період планування;

$A^n = (a_{rt}^n)_{r \in \bar{1}, \bar{R}, t \in \bar{1}, \bar{T}}$ – матриця допустимих режимів роботи n -го енерго-

споживаючого обладнання; $r \in \bar{1}, \bar{R}, t \in \bar{1}, \bar{T}, a_{rt}^n \in \{0, 1\}$; $P_{спож}^n$ – потужність n -го енергоспоживаючого обладнання (кВт); R – кількість режимів роботи n -ї одиниці обладнання; d_{rm} – грошовий еквівалент вигоди для споживача.

Грошовий еквівалент вигоди визначає цінність для споживача використання n -ї одиниці обладнання в заданому режимі на період планування і в загальному випадку визначається як максимальна ціна на електроенергію, яку споживач готовий заплатити за використання n -ї одиниці обладнання протягом періоду планування.

Електроспоживаюче обладнання протягом періоду планування: $n \in \bar{1}, \bar{N} : (R_n < R) \rightarrow r \in [R_n, R], t \in \bar{1}, \bar{T}, a_{rt}^n = 0, d_{rm} = 0$; g_{mt} – обсяг виробництва m -го енергогенеруючого обладнання на момент часу t ;

$g_t = \sum_{m=1}^M g_{mt}$ – загальний обсяг виробництва енергії власною генера-

цією; g_t^I / g_t^E – обсяг генерації, що направляється на внутрішнє

споживання; $\bar{g}^I = (g_t^I)$; $g_t^E = g_t - g_t^I$; $c_m(t, g_{mt})$; – витрати на виробництво одиниці електроенергії m -м генератором;

$c^I(t, V_t, \xi_a, \eta) = \frac{c^I(\cdot)}{c^E(t, g^E, \xi_g, \eta)} = c^E(\cdot)$ – ціна на електроенергію, спо-

живану з мережі/що віддається в мережу; ξ_a / ξ_g – параметри тари-

фікації для споживаної електроенергії (включаючи обумовлені в контракті обмеження на споживання $\max V$) / для переданої в мережу електроенергії; η – зовнішні умови на горизонті планування (середньодобова температура або довжина світлового дня);

$\bar{z} = (z_1, \dots, z_n)$ – вектор змінних, відповідний набору вибраних режимів роботи енергоспоживаючого обладнання $n \in \bar{1}, \bar{N}, z_n \in \bar{1}, \bar{R}_n$.

Формально задача активного споживача (задача оптимізації споживання і власної генерації) полягає в тому, щоб максимізувати свою цільову функцію f вибором для кожної одиниці обладнання

$n \in \overline{1, N}$, графіка споживання $r \in \overline{1, R_n}$, для кожного з наявних генераторів $m \in \overline{1, M}$, його графіка генерації (тобто для кожного з періодів $t \in \overline{1, T}$, вибору невід'ємного числа – потужності генерації g_{mt} , а також обсягу енергії, що передається в мережу $g_t^E \leq g_t = \sum_{m=1}^M g_{mt}$.

Критерієм прийняття рішення АС є максимізація вигоди споживача, що визначається як різниця грошового еквівалента вигоди графіка споживання і витрат на електроенергію, з урахуванням прибутку продажу енергії від РГ.

Умовами моделі прийняття рішень АС є: заданий графік зміни ціни; заданий графік споживання; задана оцінка вигоди кожного графіка споживання; фіксовані графіки собівартості генерації; відсутність витрат на пуск/зупинку генеруючих потужностей; ціноутворення на електроенергію, що поставляється в мережу від власної генерації.

Обмеженнями моделі прийняття рішень АС є можливі обмеження на максимальний обсяг споживаної потужності: $t \sum_{n=1}^N V_t \cdot P_{\Pi}^{\text{спож}} \leq V_{\max}$ – обмеження на обсяг споживаної потужності всім домогосподарством/промисловим споживачем.

На основі запропонованої моделі [12] прийняття рішень АС розроблена методика обґрунтування стратегії АС, яка включає формування графіка енергоспоживання та режиму завантаження власної генерації:

1. Здаються параметри роботи кожної електромережі з АС.
2. Формуються можливі комбінації графіка роботи (режими) кожної електромережі з АС на період планування (наприклад, на добу) у вигляді матриці, де кількість рядків відповідає максимальній для побудованої системи кількості можливих комбінацій графіка навантаження, а кількість стовпців – кількості періодів планування (наприклад, годин). Для неіснуючих режимів роботи у матриці ставляться нульові елементи.
3. Здається грошовий еквівалент вигоди графіка споживання для кожного режиму роботи (відповідає всьому періоду планування – доба) для кожної виділеної системи.

4. Здаються цінові параметри: витрати на виробництво одиниці електроенергії на власному генеруючому обладнанні, ціна на купівлю електроенергії з мережі, ціна на продаж електроенергії в мережу.

5. На підставі запропонованої моделі, виходячи із завдання мінімізації витрат споживача на енергопостачання і з урахуванням ступеня задоволеності графіком електроспоживання, визначається на період планування (на кожну годину доби) графік електроспоживання для кожного енергоспоживаючого обладнання споживача, а також обсяг вироблення власної генерації для кожного енергогенеруючого обладнання з розподілом обсягу, що спрямовується на внутрішнє споживання, та обсягу продажу на ринок.

На сьогодні невідома модель керування споживанням і генерацією АС, яка підходила б для опису як домогосподарств, так і для промислових споживачів, давала змогу врахувати втрати споживача в разі різних графіків навантаження, включала в себе керування власною генерацією і в той же час була б досить простою для обчислення та такою, щоб стати основою поведінки агентів-споживачів у рамках мультіагентної системи.

3.4. Технології реалізації функцій керування активними споживачами та оцінки ефективності їхньої роботи

Розглянемо методи та засоби формування умов оптимальності їхніх режимів в умовах постійного зростання навантаження споживачів та збільшення частки джерел РГ, у тому числі й за рахунок обладнання АС різних рівнів. Проаналізуємо вигоди, в яких зацікавлені і АС, і системний оператор, залежно від рівня, на якому інтегруються джерела РГ та НВДЕ або інше обладнання АС, та у випадку, якщо власником є системний оператор.

Для забезпечення рентабельності функціонування обладнання АС, зокрема джерел РГ, систем керування навантаженням та акумуляторів, особливо актуальними є питання організації планування і оперативного інтелектуального керування режимами їхньої роботи з метою отримання максимального ефекту від їхньої експлуатації.

Реалізація стратегії АС передбачає узгодження режимів роботи обладнання споживача та мережі (рис. 3.6). З метою оптимізації таких режимів була створена модель АС, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання [22].



Рис. 3.6. Основні технології, які використовуються активними споживачами різних рівнів

Для кожної з перерахованих складових загальної оптимізаційної задачі (частинних задач) вектор оптимізованих параметрів \dot{X} є різним, оскільки він складається з множини параметрів, від яких залежить значення функції конкретної частинної задачі загальної оптимізаційної задачі, тобто $\dot{X} = (X_1; X_2; \dots; X_n)$ (див.

табл. 3.4). Варто відзначити, що окремі параметри для кількох векторів оптимізованих параметрів можуть бути спільними, однак спрогнозувати їхній взаємний вплив на вектори оптимізованих параметрів та оптимізаційну задачу в цілому на цей момент неможливо.

Таблиця 3.4
Опис складових частинних оптимізаційних задач

№ з/п	Опис задачі та вектор функції	Складові частинної оптимізаційної задачі
1	Мінімізація витрат $F_1(\dot{X}) \rightarrow \min$	Профіль споживання електроенергії обладнанням споживача; профіль генерації електроенергії власним генеруючим обладнанням; обсяги споживання та генерації; значення тарифів на генеровану та споживану енергію; зовнішні умови, що впливають на параметри споживання (температура, пора року, тривалість дня); проміжні витрати на переналагодження обладнання
2	Максимізація прибутку $F_2(\dot{X}) \rightarrow \max$	Така функція є оберненою до функції мінімізації витрат. Залежить від тих же параметрів, що за п. 1
3	Оптимізація споживання $F(\dot{X}) \rightarrow \text{opt}$	Тривалість та профіль споживання електроенергії; параметри показників якості електроенергії; споживана потужність; споживаний струм; обсяги споживання та генерації електроенергії; витрати на електроенергію; оціночні параметри графіка споживання та інші
4	Оптимізація структури, конфігурації мережі та параметрів системи електропостачання $F_4(\dot{X}) \rightarrow \text{opt}$	Живлення від джерел РГ за умови забезпечення ефективної роботи протягом мінімального періоду часу; мінімальна відстань від генератора до споживача; мінімальна кількість комутацій; мінімальна кількість трансформацій; мінімально допустимий час роботи від одного генератора; тип та довжина ліній електропостачання; характеристики навантаження; електромагнітна сумісність; перетони енергії; баланс енергії в перетині та інші

Продовження табл. 3.4

5	Оптимізація режимів роботи обладнання активного споживача $F_5(\dot{X}) \rightarrow opt$	Тривалість та профіль споживання/генерації електроенергії; параметри показників якості електроенергії; споживана потужність; споживаний струм; обсяги споживання та генерації електроенергії; витрати на електроенергію; оціночні параметри графіка споживання та інші показники, які можуть залежати від встановленого обладнання або їхньої комбінації та інші
6	Оптимізація режимів роботи системи електропостачання $F_6(\dot{X}) \rightarrow opt$	Параметри показників якості електроенергії; споживана потужність; споживаний струм; обсяги споживання та генерації електроенергії; оціночні параметри графіка споживання та інші показники, які можуть залежати від встановленого обладнання або їхньої комбінації; значення балансів та інші
7	Оптимальне виробництво енергії від власних джерел РГ $F_7(\dot{X}) \rightarrow opt$	Тривалість та профіль споживання/генерації електроенергії; параметри показників якості електроенергії; споживана потужність; споживаний струм; обсяги споживання та генерації електроенергії; витрати на електроенергію; оціночні параметри графіка споживання та інші показники, які можуть залежати від встановленого обладнання або їхньої комбінації та інші
8	Зменшення негативного впливу на екологію $F_8(\dot{X}) \rightarrow min$	Мінімізація використання органічного палива, максимально ефективне використання відновлюваних джерел енергії тощо

Кожен з параметрів загальної оптимізаційної задачі має різний ступінь важливості для споживача, залежно від випадку, що розглядається. Тому для формування найбільш точного розв'язання оптимізаційної задачі пропонуємо використовувати узагальнений критерій, який визначається методом скаляризації:

$$F_c(X) = \alpha_1 F_1(X) + \alpha_2 F_2(X) + \dots + \alpha_n F_n(X) = \sum_{i=1}^n \alpha_i F_i(X), \quad (3.3)$$

де $F_i(X)$ – вектор оптимізованих параметрів системи; α_i – коефіцієнти скаляризації або критерії важливості, які визначаються експертним шляхом. Розмірність векторів $F_1(X), \dots, F_8(X)$ може бути різною. Векторні коефіцієнти дають змогу на базі векторів $F_1(X), \dots, F_8(X)$ побудувати узагальнений критерій, який може бути як скалярним, так і векторним. Якщо ж $F_1(X), \dots, F_8(X)$ є скалярними критеріями, то α_i – ваговими коефіцієнтами і сумарний вектор є скалярним.

Варто зазначити, що для формування загальної оптимізаційної задачі потрібно привести значення всіх складових однієї задачі до однієї одиниці вимірювання. На цьому етапі для спрощення оцінки ефекту найбільш доцільним буде зведення значення даних векторів до грошового еквівалента. Для кожного окремого споживача кількість критеріїв та ступінь важливості окремих складових загальної оптимізаційної задачі можуть відрізнятися залежно від індивідуальних умов. Тому вибір цих складових, а також критеріїв важливості кожної зі складових варто проводити експертним методом.

Окремим питанням є взаємодія таких споживачів, узгодження їхньої роботи в складі груп та формування відповідної оптимізаційної задачі для групи. У такому випадку для групи буде формуватися така загальна оптимізаційна задача вищого рівня:

$$F_{zp.}(X) = \sum_{j=1}^k F_C(X) = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n \alpha_i F_i(X), \quad (3.4)$$

де $F_C(X)$ – загальний вектор оптимізованих параметрів АС; $F_i(X)$ – вектор оптимізованих параметрів системи; α_i – коефіцієнти скаляризації або критерії важливості; n – кількість складових загальної оптимізаційної задачі для даного АС; k – кількість споживачів у складі групи, яка розглядається.

Крім того, визначення вагових коефіцієнтів складових загальної оптимізаційної задачі може бути регульованим як з боку НКРЕКП, так і з боку системного оператора (обленерго), а саме шляхом визначення нормативного або визначення на певний період значення того чи іншого вагового коефіцієнта.

Розв'язком описаної вище загальної оптимізаційної задачі (3.4) будуть параметри оптимального режиму роботи для АС. Ця

модель дає змогу визначити пріоритетні напрямки роботи для кожного АС, збалансувати вигоди та врахувати можливі вимоги й обмеження, які встановлюються оператором електромережі з метою отримання найбільш корисного ефекту для всіх сторін. Реалізація цієї моделі та алгоритму її використання здійснюється при розробці програмних засобів для оптимізації режимів роботи системи енергопостачання із РГ та АС, а також при узгодженні режимів роботи обладнання АС, розрахунку режимів роботи розробки ряду методик для проектування СЕП із РГ та АС, методик для оцінки впливу АС на електричну мережу [7].

Внаслідок нестабільного виробітку електроенергії джерелами РГ через стохастичний характер більшості НВДЕ коригування режимів роботи електромереж, якими відбувається транспортування електроенергії від джерел РГ активного споживача або до нього, є дещо обмеженими. Виникає завдання оптимізації та узгодження режимів роботи електричної мережі, РГ та АС.

Загальний алгоритм вибору оптимальних режимів роботи АС наведено на рис. 3.7.

Оптимізація режимів роботи електричної мережі з АС та РГ. З метою підвищення ефективності експлуатації електромереж розглядаються методи та засоби формування умов оптимальності їх режимів в умовах постійного зростання навантаження споживачів та збільшення частки децентралізованого генерування за рахунок джерел РГ, у тому числі й НВДЕ, а також різноманітного обладнання АС.

Залежно від вимог споживача до встановленого обладнання, а також можливостей цього обладнання формується головна оптимізаційна задача, яка в подальшому має вирішуватися.

Загальна модель поведінки АС передбачає формування таких складових головної оптимізаційної задачі:

- 1) мінімізацію витрат на електроенергію;
- 2) максимізацію прибутку від продажу електроенергії та надання окремих системних послуг;
- 3) оптимальне споживання електроенергії (вибір та дотримання оптимального графіка споживання);
- 4) оптимальну конфігурацію мережі та параметрів СЕП;
- 5) вибір оптимальних режимів роботи;
- 6) оптимізацію режимів роботи СЕП;

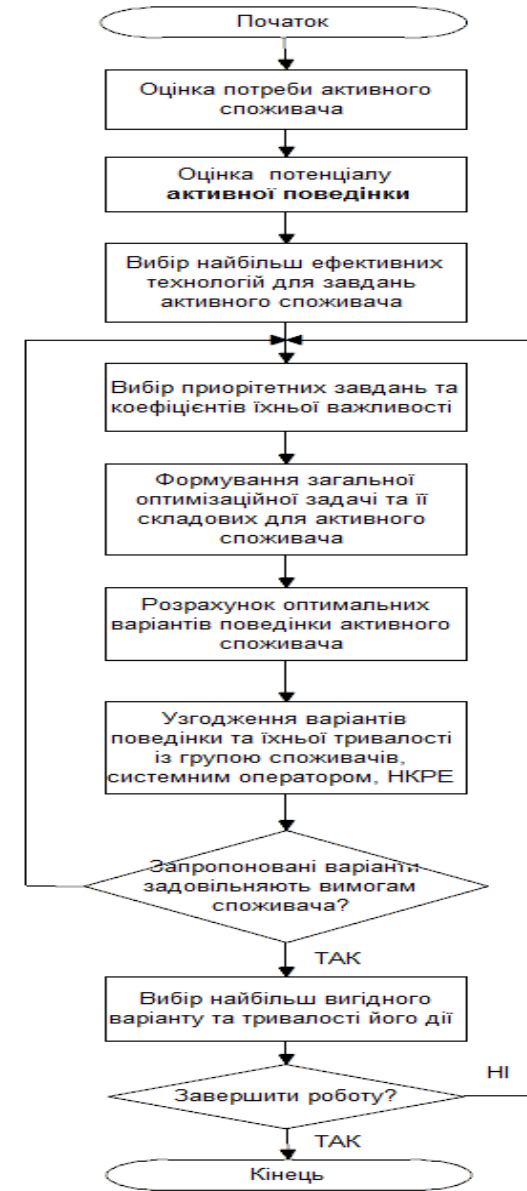


Рис. 3.7. Алгоритм вибору оптимальних режимів роботи активного споживача

7) оптимальне виробництво та використання електроенергії, виробленої від власних джерел РГ;

8) мінімальний вплив на екологію.

Алгоритм вибору стратегії поведінки та оптимальних режимів роботи АС ґрунтується на розв'язанні загальної оптимізаційної задачі, яка розглядалась вище.

На основі традиційних характеристик споживачів і основних факторів, що впливають на поведінку АС, були виділені основні класифікаційні ознаки, що послужили базою для розробки класифікації споживачів з точки зору ступеня їх залучення та наявного потенціалу участі в програмах з керування попитом:

1. Активний споживач. Споживач, який має можливість або готовність брати активну участь у регулюванні навантаження та у діяльності.

2. Кваліфікований та солідарний споживач.

3. Пасивний (звичайний) споживач. Споживач, у якого відсутня можливість для регулювання навантаження або бажання брати участь у регулюванні навантаження.

Можна виділити такі етапи розвитку споживача електричної енергії (рис. 3.8):

– *споживач електричної енергії* – суб'єкт господарювання або фізична особа, яка використовує електричну енергію для власних потреб на підставі договору про постачання електричної енергії з електропостачальником або на інших підставах, передбачених законом України [9];

– *кваліфікований споживач електричної енергії* (кваліфікований споживач) – споживач електричної енергії, який може вільно обирати електропостачальника та безпосередньо укласти з ним договір на обсяг власного споживання електричної енергії [9];

– *солідарний споживач електричної енергії* (відповідальний споживач) – це такий споживач електричної енергії, який у складі групи інших споживачів електроенергії спільно відповідають перед іншими учасниками ринку електричної енергії за дотриманням правил взаємодії з системою електропостачання та правил споживання електричної енергії;

– *активний споживач електричної енергії* (prosumer) – споживач електричної енергії, який має бажання та можливість тим чи іншим способом коригувати своє енергоспоживання з системи ене-

ргопостачання, а за наявності можливостей і надавати окремі додаткові послуги для інших учасників ринку електроенергії.



Рис. 3.8. Еволюція споживачів електроенергії

Зв'язок АС з іншими учасниками ринку можна відобразити у вигляді схеми, показаної на рис. 3.9: прямого впливу (біла стрілка); зворотного впливу (пунктирна лінія); інформаційних та керуючих сигналів (чорна стрілка); фінансових потоків.

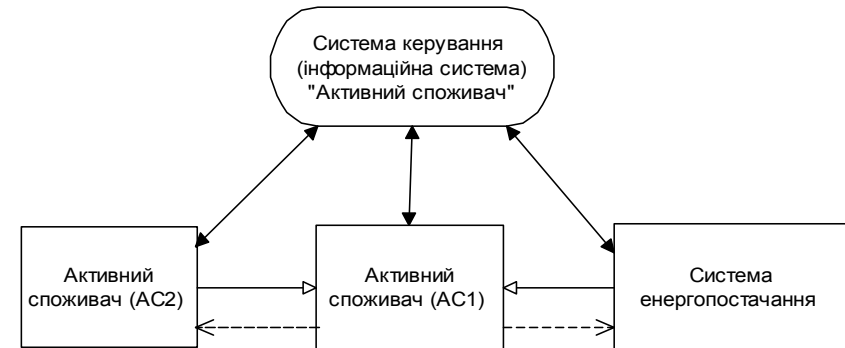


Рис. 3.9. Зв'язок між елементами системи та СК «АС»

Розглянемо загальний випадок активного споживача, коли у нього є все наявне обладнання, яке забезпечує активну поведінку, а саме такі елементи, як СКН, АБ та джерела РГ. Зв'язки між облад-

нанням такого АС та його системою керування (СК «АС») можна представити у вигляді схеми, показаної на рис. 3.10, а його зв'язок із системою енергопостачання та іншим АС – у вигляді схеми що зображена на рис. 3.11.



Рис. 3.10. Зв'язок між основним обладнанням активного споживача та системою керування «Активний споживач»



Рис. 3.11. Зв'язок між обладнанням активного споживача та іншими елементами електроенергетичної системи

На рис. 3.12 зображено приклад такої системи керування з відповідними зв'язками між обладнанням, потоками енергії, потоками інформації та керуючими впливами.

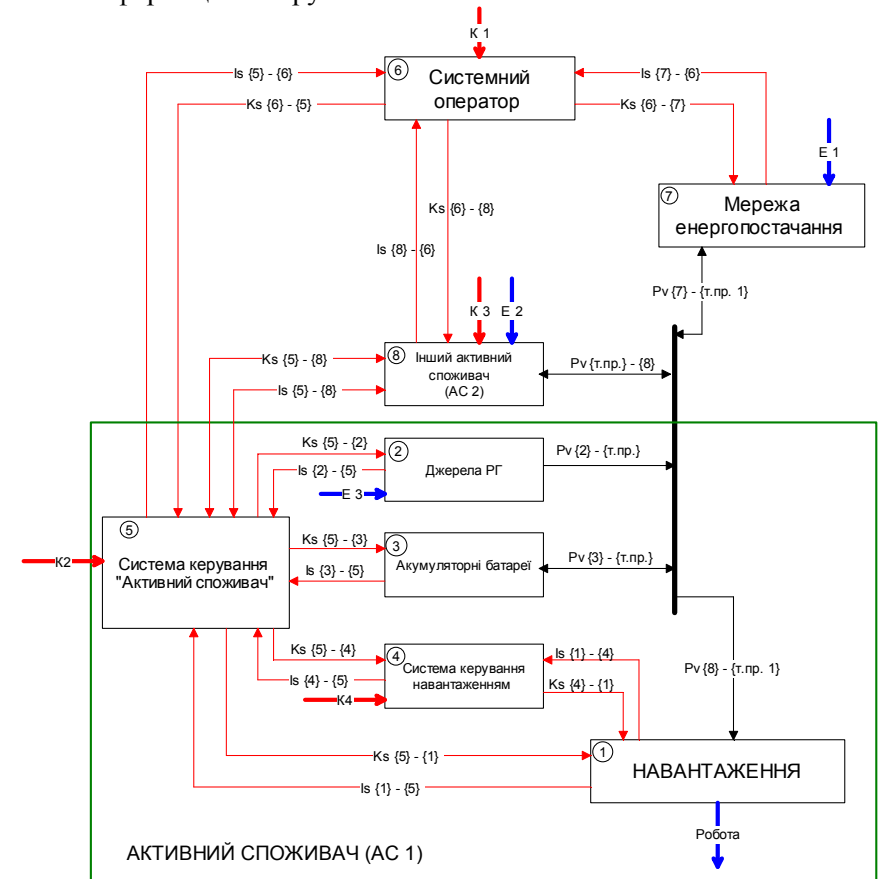


Рис 3.12. Взаємодія системи керування «Активний споживач» (СК «АС») із системним оператором, іншим активним споживачем та власним обладнанням активного споживача:

1 – навантаження (Н); 2 – джерела РГ; 3 – акумуляторна батарея (АБ); 4 – система керування навантаженням (СКН); 5 – система керування «Активний споживач»; 6 – системний оператор; 7 – мережа енергопостачання; 8 – інший активний споживач (АС 2); 9 – система керування «Об'єднання споживачів (вищого рівня)»; Pv – прямий зв'язок; Is – інформаційний зв'язок; Ks – керуючі сигнали

Завдання вибору профілю навантаження споживача. На основі традиційних характеристик споживачів і основних факторів, що впливають на поведінку активного споживача, були виділені основні класифікаційні ознаки, які послужили базою для розробки класифікації споживачів з точки зору ступеня залученості споживачів у ланцюжок створення цінності й потенціалу участі в програмах з керування попитом.

Запропонована класифікація активних споживачів з точки зору рівня потенціалу участі в програмах керування попитом враховує як традиційні характеристики споживачів в електричній мережі, так і основні фактори, що впливають на поведінку АС. Це дає змогу в подальшому використовувати її з метою розробки або адаптації механізмів реалізації та стимулювання активної поведінки споживача для кожної виділеної категорії споживачів.

3.5. Мультиагентні системи керування

Однією з перспективних стратегій у вирішенні проблеми керування великими розосередженими об'єктами є підхід до децентралізованого групового керування, який передбачає прийняття колективних дій багатьма членами команди, які повинні правильно оцінювати поточний стан системи і формувати колективні дії для досягнення поставлених цілей. Автономні агенти, члени команди приймають рішення з керування, складають мультиагентну систему [23].

Мультиагентні системи (МАС) зародилися на перетині теорії систем і розподіленого штучного інтелекту. З одного боку, мова йде про відкриті, активні, що розвиваються, системи, в яких головна увага приділяється процесам взаємодії агентів як причин виникнення системи з новими якостями. З іншого боку, досить часто МАС формуються як об'єднання окремих інтелектуальних систем, заснованих на знаннях [24, 25].

Будь-яка МАС складається з таких основних компонентів: множини організаційних одиниць, в яких виділяється підмножина агентів, що маніпулюють підмножиною об'єктів; множини завдань; середовища, тобто деякого простору, в якому існують агенти і об'єкти; множини відносин між агентами; множини дій агентів (наприклад, операцій над об'єктами).

Розподілене вирішення завдань кількома агентами розбивається на такі етапи:

- 1) агент-менеджер (центральний орган) проводить декомпозицію вихідної проблеми на окремі завдання;
- 2) ці завдання розподіляються між агентами-виконавцями;
- 3) кожен агент-виконавець розв'язує свою задачу, іноді розділяючи її на підзадачі;
- 4) для отримання загального результату проводиться композиція, інтеграція приватних результатів, відповідних виділеним завданням.

У повністю децентралізованих системах керування відбувається тільки за рахунок локальних взаємодій між агентами. Тут базовим об'єктом дослідження вже є не розподілене розв'язання деякої загальної задачі, а діяльність автономного агента в динамічному багатоагентному середовищі (а також координація діяльності різних агентів). При цьому поряд з розподіленими знаннями і ресурсами описуються локальні завдання окремих агентів, які вирішуються на базі локальних концептуальних моделей і локальних критеріїв.

При розробці МАС необхідні попереднє визначення і моделювання таких базових теоретичних понять і характеристик, як взаємодія, кооперація (співробітництво), координація, організація, управління. Взаємодія означає встановлення двосторонніх динамічних відносин між агентами. При цьому воно є одночасно джерелом і продуктом певної організації. Іншими словами, взаємодія є не тільки наслідком будь-яких дій в МАС, виконуваних агентами в один і той же час, але і необхідна умова формування організації.

Для визначення базових типів взаємодії агентів в МАС можна використати такі критерії групоутворення: а) сумісність цілей агентів; б) потреба в чужому досвіді (знаннях); в) спільне використання ресурсів. Якщо позначити наявність зазначених ознак знаком «+», а їх відсутність – знаком «-», то можна отримати вісім базових ситуацій взаємодії (табл. 3.5). Тут граничний випадок незалежності агентів рівнозначний відсутності МАС (повністю автономні агенти). Просте співробітництво передбачає інтеграцію досвіду окремих агентів (що виражається в розподілі завдань і обміні знаннями), коли не вимагаються додаткові заходи щодо координації їх дій. Непродуктивну співпрацю реалізує ситуація, коли агенти, не маючи

потреби в досвіді один одного, але разом використовуючи ресурси, заважають один одному. Координоване співробітництво означає, що агенти повинні узгодити свої дії (можливо, за допомогою спеціального агента-координатора), щоб продуктивно використовувати наявні досвід та ресурси.

Таблиця 3.5

До визначення базових ситуацій взаємодії агентів

Тип ситуації. Взаємодія агентів	Сумісність цілей	Потреба в чужому досвіді	Наявність розосереджених ресурсів
Координована співпраця	+	+	+
Проста співпраця	+	+	–
Непродуктивна співпраця	+	–	+
Незалежність	+	–	–
Колективна співпраця за ресурси	–	+	+
Чисто колективна (командна) співпраця	–	+	–
Індивідуальне суперництво за ресурси	–	–	+
Чисто індивідуальне суперництво	–	–	–

У певному сенсі протилежним по відношенню до координованої співпраці є випадок чистого індивідуального суперництва, коли агенти поставлені в практично однакові умови, а доступ до ресурсів не є причиною конфлікту. При несумісності цілей агенти змушені вести переговори один з одним. Індивідуальне суперництво за ресурси є класичним варіантом конфліктної ситуації, коли кожен агент хоче монополізувати наявні спільні ресурси. У разі чистого колективного суперництва агентам, які мають різні індивідуальні цілі, але недостатній досвід для їх досягнення, доводиться об'єднуватися в коаліції. При цьому спочатку відбувається формування груп агентів, а потім розпочинається суперництво між цими групами. Колективне суперництво за ресурси, тобто ситуація, що комбінує колективне суперництво та індивідуальні конфлікти за

ресурси, являє собою найбільш продуктивний випадок конфліктної ситуації з точки зору функціонування МАС, оскільки конкуруючі групи сприяють ліквідації монополій і розширенню ринку [24].

Модель мультиагентної системи. Існують два рівні впливу на інфраструктуру – рівень керуючої компанії; окремі об'єкти господарювання.

Модель споживання електроенергії. Споживання електроенергії системою складається з таких основних факторів: споживання електроенергії на інфраструктуру системи, споживання на загальносистемні потреби, використання електроенергії споживачами і втрати при передачі електроенергії.

Модель оптимізації енергоспоживання. Завдання оптимізації енергоспоживання можна визначити двома способами: мінімізацією споживання електроенергії або мінімізацією вартості електроенергії.

При мінімізації споживання електроенергії мають враховуватися:

- 1) кількість різних об'єктів інфраструктури системи;
- 2) часовий профіль споживаної потужності конкретного об'єкта інфраструктури;
- 3) кількість різних комунальних об'єктів загального користування;
- 4) часовий профіль споживаної потужності конкретного комунального об'єкта загального користування;
- 5) кількість різних приватних споживачів електроенергії;
- 6) часовий профіль споживаної потужності конкретного приватного споживача електроенергії;
- 7) кількість різних джерел втрат електроенергії;
- 8) часовий профіль споживаної потужності джерел втрат електроенергії.

При мінімізації вартості електроенергії мають враховуватися:

- 1) кількість різних джерел електроенергії, підключених до мережі;
- 2) часовий профіль споживаної потужності об'єктів, підключених до даного джерела електроенергії;
- 3) профіль вартості електроенергії, що поставляється споживачам, підключеним до мережі;
- 4) кількість різних джерел втрат електроенергії;

5) часовий профіль споживаної потужності об'єктів втрат електроенергії;

6) профіль вартості електроенергії, споживаної джерелами втрат.

Підвищуються вимоги до комплексності вирішення завдань забезпечення надійності та якості, підвищення економічності як при поточному функціонуванні, так і при розвитку енергосистеми. Тому в основу системи керування інтелектуальною системою у більшості випадків має бути покладено мультиагентний підхід, у рамках якої формується розподілена автоматизована система реального часу, що забезпечує взаємодію персоналу інтелектуальної електроенергетичної системи з автоматизованими і автоматичними комплексами керування.

Переваги мультиагентних систем керування (МАСК): розвиток засобів адаптації до змін середовища, можливість модифікації її структури і параметрів безпосередньо в процесі функціонування; застосування динамічного моделювання в реальному часі з прогнозуванням стану енергосистеми; організація розподіленого інформаційно-технологічного простору, синхронізованого обміном і оптимізацією взаємодії між різними підсистемами, можливість інформаційного обміну не тільки даними, але й знаннями; застосування паралельних обчислень, які дають змогу різко підвищити швидкість та на порядок економити обчислювальні ресурси; здатність здійснювати керування станом технічних комплексів і систем на основі розподілених мережевих інформаційних мереж і гнучкої інфраструктури обчислювальних компонентів.

Можливості МАСК: модифікація структури і параметрів безпосередньо в процесі функціонування; застосування динамічного моделювання в реальному часі з прогнозуванням стану; організація розподіленого керування з оптимізацією взаємодії між підсистемами; можливість обміну як даними, так і знаннями; паралельні обчислення, що підвищують швидкість обчислень при економії обчислювальних ресурсів; керування станом технічних комплексів і систем на основі розподілених мережевих інформаційних мереж і гнучкою інфраструктури обчислювальних компонентів.

Набули поширення три типи архітектури МАСК [26]. *Архітектура МАСК на принципах штучного інтелекту* використовує методи і засоби символічного представлення знань.

Реактивна архітектура використовує методи і засоби символічного представлення знань. Обмеженість архітектури – відсутність підсистеми моделювання для прогнозування своєї поведінки, поведінки інших агентів і зовнішнього середовища. Забезпечується створення точної і повної моделі складного багаторівневого та багатозв'язного динамічного об'єкта, репрезентованої спільнотою взаємодіючих агентів, та в цілому керування таким об'єктом у даній архітектурі неможливе.

Гібридна архітектура реалізує динамічну організаційну модель МАСК ІЕМ і містить ментальну та реактивну підсистеми з доповненням її системою моделювання. Ця модель дає змогу забезпечити агенту можливість вибору стратегії досягнення цілей і певних дій у рамках обраної стратегії, а також можливість гнучкого коригування ієрархій у структурі системи інтелектуального керування.

Організаційна модель МАСК описується багатофакторним вектором стану всієї сукупності агентів МАСК, тому доцільно використовувати гібридну архітектуру МАСК, доповнену системою моделювання, що дає змогу агенту забезпечити вибір стратегії і виконати дії для досягнення цілей стратегії й коригування ієрархій у структурі системи інтелектуального керування.

Архітектура МАСК має містити [26]: спеціалізовані бази знань (онтологій) для подання інформаційних потреб функціонування різних агентів; моделі процесів функціонально повної підсистеми спеціалізованих агентів, що забезпечують пошук, уявлення, обробку та розподілення інформації; підсистему прогнозуючого моделювання; підсистему формування критеріїв і обмежень; підсистему моделювання та координації взаємодії між агентами, організації кооперативної поведінки, забезпечення інформаційно-технологічної взаємодії та сумісності агентів; підсистему формування керуючих впливів і реалізації керування; підсистему аналізу і планування.

Архітектурні рішення використовують мультиагентний підхід до керування та «хмарні» обчислення. Якщо централізоване керування – це головний координатор, локальні координатори, виконавці, то мультиагентне керування – множина зв'язаних центрів прийняття рішень. Децентралізоване керування – незалежні центри прийняття рішень. Мультиагентні системи характеризуються тим,

що кожен учасник такої системи керування має агента з набором цілей і пріоритетів, заданих власником, який самостійно реагує на зміну середовища і взаємодіє з іншими агентами для координації дій і спільного прийняття рішень. Мультиагентні системи керування забезпечує надійне керування при слабких комунікаціях, найкраще врахування специфічних правил і обмежень використання обладнання, полегшене самоналагоджування та розвиток систем керування, семантичний підхід до роботи з даними.

Структура мультиагентної системи. Мультиагентна система для керування споживанням і розподілом електроенергії повинна мати ієрархічну структуру. В основі ієрархії знаходиться керуюча компанія, яка здійснює спостереження і контроль над роботою всієї системи в цілому. На наступних рівнях ієрархії знаходяться вузли, що відповідають за розподіл електроенергії від керуючої компанії до приватних споживачів електроенергії. На останньому рівні ієрархії знаходяться приватні споживачі електроенергії.

Електроенергія з альтернативного джерела може подаватися на будь-якому рівні ієрархії системи, починаючи від керуючої компанії з розподілу електроенергії і закінчуючи конкретними споживачами її (активними споживачами). Електроенергія від централізованого джерела подається тільки через керуючу компанію і вже потім розподіляється між усіма іншими учасниками системи.

Ієрархія мультиагентної системи схожа на граф-дерево з тією лише різницею, що між безпосередніми «нащадками» одного і того ж агента можуть існувати додаткові канали передавання електроенергії, які використовуються для балансування обсягу електроенергії, що подається, або як запасні канали передавання енергії в разі виходу з ладу головних каналів електропостачання.

Мультиагентна система може бути представлена у вигляді орієнтованого навантаженого графа, вершинами якого є інтелектуальні агенти, зокрема, активні споживачі, а ребрами – канали передавання електроенергії.

Використовуючи поняття «агент», при побудові МАС кожен автор визначає йому конкретний набір властивостей залежно від цілей розробки, вирішуваних завдань, техніки реалізації, критеріїв. Як наслідок, у рамках цього напрямку з'явилося безліч типів агентів, наприклад: автономні агенти, персональні асистенти, інтелектуальні та соціальні агенти і т.д. А залежно від ступеня можливості

внутрішнього уявлення зовнішнього світу і способу поведінки агенти класифікуються як локальні, мережеві, мобільні, інтерфейсні, що транслюють, маршрутизації і т.д. У табл. 3.6. наведено приклад класифікації агентів.

Таблиця 3.6

Приклад класифікації агентів

Характеристики	Типи агентів			
	Прості	Розумні (smart)	Інтелектуальні (intelligent)	Дійсно інтелектуальні (truly)
Автономне виконання	+		+	+
Взаємодія з іншими агентами і/або користувачами	+	+	+	+
Слідкування за навколишнім середовищем	+	+	+	+
Здатність використовувати абстракції		+	+	+
Здатність використовувати предметні знання		+	+	
Здатність адаптивної поведінки для досягнення цілей			+	+
Навчання з оточення			+	+
Толерантність до помилок і/або помилкових вхідних сигналів			+	
Real-time виконання			+	

Інтелектуальні агенти, маючи розвинене внутрішнє подання зовнішнього середовища і можливості міркувань, здатні запам'ятовувати і аналізувати різні ситуації, передбачати можливі реакції на свої дії, робити з цього висновки, корисні для подальших дій, і в результаті прогнозувати своє майбутнє і зміни зовнішнього середовища. Інтелектуальні здібності дають змогу таким агентам будувати віртуальні світи, працюючи в яких, вони формують плани дій.

Інтелектуальний агент повинен мати такі властивості: *автономність* – здатність функціонувати без втручання з боку свого власника і здійснювати контроль внутрішнього стану і своїх дій; *соціальну поведінку* – можливість взаємодії і комунікації з іншими агентами; *реактивність* – адекватне сприйняття середовища і відповідні реакції на її зміни; *активність* – здатність генерувати цілі і діяти раціонально для їх досягнення; *базові знання* – знання агента про себе, навколишнє середовище, включаючи інших агентів, які не змінюються в рамках життєвого циклу агента; *переконання* – змінна частина базових знань, які можуть змінюватися в часі, хоча агент може про це не знати і продовжувати їх використовувати для своїх цілей; *цілі* – сукупність станів, на досягнення яких спрямована поточна поведінка агента; *бажання* – стану і/або ситуації, досягнення яких для агента важливо; *зобов'язання* – завдання, які бере на себе агент на прохання і/або за дорученням інших агентів; *наміри* – те, що агент повинен робити в силу своїх зобов'язань і/або бажань.

Іноді до цього ж переліку додаються і такі властивості, як раціональність, правдивість, доброзичливість, а також мобільність, хоча останнє характерно не тільки для інтелектуальних агентів [27].

Групи агентів у системі. Поняття групи агентів є ключовим у процесі роботи мультиагентної системи. Робота всієї мультиагентної системи розглядається як набір взаємодіючих за одними і тими ж алгоритмами груп агентів системи. Кожен агент системи є учасником двох мультиагентних груп: батьківської та спадкової.

Батьківська група – це група, що складається з самого агента і всіх агентів, які є його прямими нащадками. Агент-батько відіграє ключову роль у роботі батьківської групи. Спадкова група – це група, що складається з самого агента, безпосереднього агента-батька і всіх його безпосередніх нащадків [26].

Властивості мультиагентного робочого середовища. Робоче середовище системи є недоступним, тобто агенти системи не можуть отримати повну, правильну і своєчасну інформацію про стан всієї системи. У агента є тільки локальне уявлення про стан системи, тобто інформація агента системи обмежена. Ця проблема вирішується за допомогою створення локальних ситуаційних векторів у агентів, а також обміну локальними ситуаційними векторами між агентами групи з метою створення групових ситуаційних векторів (для більш повного впливу агента на систему).

Робоче середовище системи є детермінованим, тобто дії агента в середовищі мають єдиний, певний ефект і агент не має необхідності кожного разу після вчинення будь-якої дії над середовищем перевіряти етапи виконання дії або всієї дії взагалі.

Робоче середовище системи також є динамічним, тобто може бути змінене діями не тільки агентів системи, але і будь-яких зовнішніх сил. Динамізм системи проявляється в тому, що можуть виникати випадкові неполадки в роботі системи, такі як виходи з ладу каналів передачі електроенергії й агентів системи, що безпосередньо позначається на стані та роботі системи в цілому. Робоче середовище системи є безперервним, тобто у неї існує значна кількість станів, що може ускладнювати функціонування агента в системі. Проблема безперервності системи вирішується за допомогою апроксимації значної кількості станів робочого середовища в обмежений набір станів, що сприймається агентами системи.

Робоче середовище системи є середовищем реального часу, тобто тимчасові показники системи є ключовими при оцінці ефективності роботи як агента, так і всієї системи в цілому. В процесі роботи накладаються обмеження на час прийняття рішення агентами системи і на час отримання відповіді на різні запити агентами системи.

Ролі агентів у системі визначають функціонал інтелектуальних агентів і зони відповідальності їх у системі. У мультиагентній системі можна виділити такі основні ролі агентів: виробник електроенергії; точка доступу до магістралі передачі електроенергії; виробник електроенергії з альтернативних невідновлюваних джерел; виробник електроенергії з альтернативних відновлюваних джерел; розподільвач електроенергії; комутатор LAN-мережі; комутатор MAN-мережі; споживач.

Точка доступу до магістралі забезпечує систему електроенергією від централізованої системи. Керуюча компанія, яка перебуває в корені ієрархії системи, також є й точкою доступу до магістралі. З точки зору керування системою найбільший інтерес представляють пропускна спроможність точки доступу та ймовірність виходу з ладу.

Виробник електроенергії з альтернативних невідновлюваних джерел забезпечує систему електроенергією, що використовується в основному як резервне джерело живлення при виході з ладу ви-

робника електроенергії, точки доступу до електроенергії від централізованої системи або каналів передачі електроенергії між різними частинами системи. Це джерело енергії використовується тільки як резервне через високу вартість ресурсів.

Виробник електроенергії з НВДЕ може забезпечувати систему практично безоплатною електроенергією, тому при появі цього типу енергії в системі, вона розподіляється і витрачається в першу чергу. З точки зору керування системою найбільший інтерес представляють такі властивості: максимальний обсяг виробництва електроенергії, ймовірність виходу з ладу.

Розподільвач електроенергії спроможний перерозподіляти енергію в системі між агентами. Прикладами таких агентів є розподільні підстанції і розподільні щити. З точки зору керування системою найбільший інтерес представляють такі властивості, як максимальна пропускна спроможність електроенергії та ймовірність виходу з ладу.

Всі агенти системи пов'язані між собою в локальну виробничу мережу (LAN-мережу). LAN-мережа активно використовується агентами системи для внутрішньогрупової взаємодії між собою. LAN-мережа може бути реалізована з використанням Power-Line-Communication (PLC) технологій або технологій, заснованих на стандартах RS-485. Перевага PLC-технологій полягає в тому, що вони дають змогу використовувати один і той же канал як для передачі електроенергії, так і для передачі інформації між агентами.

Агент, у якого встановлено обладнання для роботи в LAN-мережі, називається LAN-комутатором. Якщо локальна мережа може використовуватися як для оперативного керування агентами всередині групи, так і для передачі статистичних даних між агентами і керуючою компанією, то MAN-мережа не може бути використана для оперативного керування, а тільки для передавання даних про споживання і розподіл електроенергії.

Якщо у агента є обладнання для роботи з MAN-мережею, то він називається комутатором MAN-мережі. Якщо у агента є деяке додаткове обладнання, яке споживає значні обсяги електроенергії, то агент є її споживачем. З точки зору керування системою, найбільший інтерес представляють максимальний обсяг споживання електроенергії та ймовірність виходу з ладу.

Архітектура системи комунікацій забезпечує можливість обміну інформацією між усіма структурними елементами ІЕС ААС з метою виконання основних завдань енергосистеми – забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів електричною енергією та супутніми послугами. Для ІЕС ААС система комунікацій є ключовим елементом, оскільки від надійності її функціонування залежить працездатність системи управління в цілому.

При взаємодії інформаційної системи і системи комунікацій необхідно враховувати цінність інформації, забезпечуючи спеціальними заходами захисту залежно від цінності. Цінність інформації можна представити чотирма рівнями:

1. *Вищий рівень цінності* – керуючі команди і сигнали, втрата або спотворення яких може призвести до передаварійних або аварійних ситуацій;

2. *Перший рівень цінності* – інформація, яка визначає умови формування керуючих команд і сигналів і може бути перевірена спеціальними програмними і технічними засобами;

3. *Другий рівень цінності* – інформація, що забезпечує взаємодію агентів, включених до сфери управління, не пов'язана безпосередньо з виданням керуючих впливів і команд і може бути відновлена в рамках системи взаємодії зазначених агентів;

4. *Третій рівень цінності* – інформація, яка забезпечує обмін і накопичення архівів даних, використовуваних при розрахунках технічного та економічного характеру, обліку, статистичної обробки, аналітиці та прогнозуванні. При збої та відмові в системах обробки інформації вона може бути відновлена спеціальними заходами.

Архітектура системи комунікацій передбачає наявність чотирьох компонент: *мережа об'єкта* – мережа, що зв'язує оптичні / електричні датчики струму і напруги з мікропроцесорними пристроями – агентами ПТК (шина процесу); *мережа доступу* – мережа між агентами ПТК і апаратурою передачі інформації за межі об'єкта (шина станції); *базова мережа (транзитна/транспортна)*; *засоби підтримки послуг*.

До системи комунікацій повинні пред'являтися досить жорсткі вимоги щодо надійності й відмовостійкості, які забезпечують: резервування каналів і трактів між об'єктами і центрами управління ІЕС; резервування маршрутизаторів (для найбільш критичних об'єктів управління); резервування підключень між комутаторами

загальної шини процесів і маршрутизаторами; резервування комутаторів загальної шини процесів; резервування підключень пристроїв до загальної шини процесів; використання процедур захисту від перевантажень; побудова мережі на основі відмовостійких архітектурних рішень; виконання процедур відновлення мережі або її частин, або вузлів агрегації після збоїв, відмов і аварій з автоматичним відновленням працездатного стану.

Окремим рівнем системи комунікацій є рівень безпеки. Безпека системи комунікацій повинна забезпечуватися її відповідністю таким вимогам: забезпечення захисту мереж зв'язку від навмисних і ненавмисних дестабілізуючих впливів, здатних порушити надання абонентам послуг зв'язку; забезпечення аудиту та моніторингу подій, пов'язаних з порушеннями безпеки системи комунікацій; забезпечення аутентифікації і авторизації персоналу, який має доступ до програмних і апаратних засобів системи комунікацій; забезпечення захисту інформації, що передається системою комунікацій.

У рамках ІЕС система комунікацій забезпечує взаємодію наступних областей і рівнів ІЕС: генерація; електричні мережі; споживачі; ринки електроенергії (економічний рівень ІЕС); контроль і керування технологічними процесами; зовнішні мережі та сервіси. Кожна з областей має свою мережу, представлену об'єднанням різних локальних і транспортних мереж, а також обладнанням доступу до загального комунікаційного середовища ІЕС.

Загальне комунікаційне середовище ІЕС використовує переважно транспортні мережі великих провайдерів і операторів зв'язку. До таких мереж належать: регіональні об'єднані мережі; глобальна мережа обміну даними; транзитна мережа обміну даними; мережі загального користування; мобільні корпоративні мережі [26].

Структура інтелектуального агента. Структура інтелектуального агента залежить від того, які ролі присвоєні агенту під час розробки системи. Єдине обладнання, яке присутнє в кожному інтелектуальному агенті, це кероване обладнання. Воно може бути реалізоване на базі промислових програмованих логічних контролерів сімейства Siemens Simatic S7-200, S7-300 і S7-400. Залежно від завдань агента в системі на ньому може бути встановлено додаткове обладнання, а саме: для доступу до магістральної лінії електропередачі; обладнання для виробництва альтернативної електроенергії з відновлюваних джерел електроенергії; для виробництва

електроенергії з відновлюваних джерел електроенергії; для розподілу електроенергії, комунікаційне LAN-обладнання, комунікаційне MAN-обладнання і додаткове обладнання, яке споживає електроенергію.

Для структурного і функціонального опису агента і MAC скористаємося теорією патернів [28]. Агент відповідає поняттю утворювача в цій теорії. Під утворювачем у такій теорії [29] розуміється іменований об'єкт, що володіє деякими ознаками a , а так само вхідними та вихідними зв'язками (в свою чергу характеризується деякими показниками b).

У запропонованому випадку екземпляр агента можна розглядати як ім'я утворювача. Процес перетворення вхідного потоку даних у вихідний агент – як ознака утворювача, а зв'язку взаємодії агента з іншими агентами – як зв'язку утворювача.

Загальний опис MAC у вигляді алгебраїчної системи може бути представлений у такий спосіб: $MAC = (A, E, R, ORG)$, де A – безліч агентів, тобто безліч утворень; E – безліч MAC, тобто комунікаційне середовище, в якому відбувається взаємодія з іншими MAC; R – безліч взаємодій між агентами, тобто безліч конфігурацій; ORG – уявлення цієї MAC як зображення.

У рамках такої моделі i -й агент (утворює) з точки зору організації його інтерфейсу з іншими елементами системи може бути описаний як $A_i = (E_i, R_i, ORG_i)$, де E_i – MAC комунікаційного середовища, в якому взаємодіє агент ($E_i \subset E$); R_i – підмножина зв'язків цього агента з іншими агентами ($R_i \subset R$); ORG_i – уявлення такої MAC як зображення.

Багатоагентну систему можна представити у вигляді системи ВФО-елементів. Система ВФО-елементів будується на основі системологічного підходу [30]. Системологічний підхід у першу чергу дає змогу уявити бізнес-систему як функціональний об'єкт, пов'язаний вхідними та вихідними потоками з іншими об'єктами (системами).

Деталізація цього положення призводить до розгляду бізнес-системи з трьох сторін. З одного боку, як перехрестя вхідних і вихідних зв'язків/потоків, тобто як Вузла. З іншого боку, як процес (процедури) перетворення елементів, що втікають з вхідним потоком, в елементи, що впливають з вихідним потоком, тобто як Фу-

нкції. З третього боку, як матеріальне явище, що реалізує (виконує) функцію перетворення входу у вихід, тобто як Об'єкта.

Інтеграція цих трьох аспектів дає змогу представити будь-яку бізнес-систему як елемент Вузол-Функція-Об'єкт (ВФО-елемент), формалізує три очевидних факти:

1) будь-яка бізнес-система обов'язково знаходиться в структурі (є вузлом) системи більш високого рівня (надсистеми);

2) будь-яка бізнес-система обов'язково як-небудь функціонує (перетворює вхід у вихід);

3) будь-яка бізнес-система (якщо вона знаходиться в структурі і функціонує) обов'язково існує як матеріальне явище (персонал, будівлі, обладнання, документи і т.п.): $o = F(g, f)$.

У цьому випадку ВФО є елементом з вузлом (В) – перехрестям потоків o, g, f ; функцією (F) – процесом перетворення потоків g, f у потік o ; об'єктом (O) – матеріальним утворенням, фізично виконуючим цей процес.

Багатоагентна система буде складатися з агентів, кожен агент, в свою чергу, буде представляти з себе ВФО-елемент. Проектування МАС з використанням системно-об'єктного підходу (ВФО) призводить до спрощення (автоматизації) побудови моделей бізнес-систем. Це станеться за рахунок того, що модель бізнес-системи буде будуватися з готових щодо незалежних самостійних блоків (агентів) [28].

Розглянемо загальний алгоритм роботи мультиагентної системи:

1. *Алгоритм ініціалізації системи.* Ініціалізація системи необхідна для формування початкового робочого стану системи, необхідного для подальшої роботи та її розвитку. Алгоритм ініціалізації системи можна розбити на такі основні етапи:

1) перевірка працездатності системи: розподіл ієрархічних рівнів системи між агентами; перевірка працездатності каналів системи та працездатності агентів системи;

2) формування груп агентів: формування спадкових груп та батьківських груп агентів;

3) формування ситуаційних векторів: формування локальних ситуаційних векторів; групового ситуаційного вектора спадкової групи; групового ситуаційного вектора;

4) формування планових векторів: формування локальних планових та групових планових векторів.

2. *Перевірка працездатності системи* необхідна для правильного функціонування системи в подальшому. У агента, що знаходиться в корені системи, спочатку є повний її граф, записаний у агента під час дизайну системи. Цей граф системи є еталонним, і з ним послідовно порівнюється вся мультиагентна система. Алгоритм перевірки працездатності системи складається з таких етапів:

1) кожен з агентів системи при запуску виробляє власну ініціалізацію – послідовно перевіряється все обладнання агента: керуючий, обладнання для виробництва електроенергії, мережеве комунікаційне обладнання і будь-яке інше додаткове обладнання; створюється локальний вектор стану агента;

2) головний агент системи привласнює собі ієрархічний рівень, оскільки він є коренем системи, то його ієрархічний рівень – 0;

3) використовуючи граф системи, робочий агент складає список всіх суміжних йому агентів системи;

4) робочий агент надсилає запит на присвоєння ієрархічного рівня всім суміжним агентам у списку;

5) кожен суміжний агент повинен вислати робочому агенту свій локальний вектор стану: якщо ієрархічний рівень агента збігається з запропонованим робочим агентом, значить, агент прийняв запит на присвоєння ієрархічного рівня в системі й привласнив собі запропонований рівень; якщо ієрархічний рівень агента не збігається з запропонованим робочим агентом, значить, агент вже присвоїв собі ієрархічний рівень раніше і відхилив запит на присвоєння ієрархічного рівня; якщо агент не повернув свого локального вектора стану, то агент або є недоступним, або знаходиться в неробочому стані;

6) всім агентам, які прийняли запропонований ієрархічний рівень, надсилається граф системи, стан якого вони повинні перевірити (процес перевірки відбувається рекурсивно з цього ж алгоритму, починаючи з пункту 3 і закінчуючи пунктом 7);

7) робочий агент отримує уточнені дані про стан підграфів системи від агентів і становить на основі цих даних повний граф стану системи.

Формування груп агентів. На цьому етапі ініціалізації системи відбувається формування батьківських і спадкових груп агентів.

Групи агентів є основою роботи всієї системи в цілому. Більшість алгоритмів взаємодії агентів системи між собою ґрунтується на поняттях батьківської і спадкової груп:

- 1) головний агент системи починає процес створення батьківських і спадкових груп у системі;
- 2) у головного агента системи не може бути спадковою група, оскільки він є коренем ієрархії системи;
- 3) головний агент системи формує список своїх безпосередніх нащадків і створює граф своєї батьківської групи (підграф графа системи);
- 4) головний агент надсилає своїм нащадкам «наказ» на формування спадкових і батьківських груп; разом з наказом агент надсилає граф своєї батьківської групи.

Далі кожен агент системи працює за таким алгоритмом:

- при отриманні «наказу» від агента-батька агент починає формувати свою спадкову і батьківську групи;
- батьківська група агента-батька є для агента спадковою групою, тому при отриманні графа батьківської групи агента-батька агент відразу формує свою спадкову групу;
- ґрунтуючись на списку нащадків, отриманому при перевірці працездатності системи, агент формує граф своєї батьківської групи;
- агент розсилає «наказ» на формування спадкової і батьківської груп разом з графом власної батьківської групи всім своїм агентам-нащадкам.

По закінченню роботи алгоритму в усіх агентів системи сформовані батьківські та спадкові групи.

Формування ситуаційних векторів. Ситуаційні вектори містять повну інформацію про поточний стан агента або групи агентів. Формат ситуаційних векторів заздалегідь визначається при створенні системи і не може бути змінений під час виконання. Під час ініціалізації системи агенти формують ситуаційні вектори і постійно підтримують їх в актуальному стані протягом всього часу роботи мультиагентної системи.

Існують три види ситуаційних векторів: локальний ситуаційний вектор; груповий ситуаційний вектор спадкової групи; груповий ситуаційний вектор батьківської групи. Якщо локальний ситуаційний вектор описує стан одного агента, то групові вектори описують стан всіх об'єктів у заданій групі. Формування групового

ситуаційного вектора спадкової групи і групового ситуаційного вектора батьківської групи відбувається за таким алгоритмом:

- головний агент системи розпочинає процес формування векторів спадкових і батьківських груп;
- головний агент системи надсилає запит на надання локальних векторів всім членам своєї батьківської групи;
- після отримання локальних векторів головний агент формує груповий ситуаційний вектор своєї батьківської групи;
- груповий вектор батьківської групи головного агента системи є також груповим вектором спадкової групи для всіх безпосередніх нащадків головного агента;
- головний агент надсилає всім своїм прямим нащадкам груповий вектор батьківської групи, тим самим завершуючи формування своїх групових векторів.

Решта агентів системи при формуванні групових векторів працює за таким алгоритмом:

- 1) при отриманні запиту від агента-батька на надання локального ситуаційного вектора агент оновлює свій ситуаційний вектор і відправляє у відповідь на запит оновлений локальний вектор;
- 2) після отримання групового вектора батьківської групи агента-батька агент формує на його основі груповий вектор спадкової групи;
- 3) агент надсилає запит на надання локальних векторів всім членам своєї батьківської групи;
- 4) після отримання локальних векторів агент формує груповий ситуаційний вектор своєї батьківської групи;
- 5) агент надсилає всім своїм прямим нащадкам груповий вектор батьківської групи, тим самим завершуючи формування своїх групових векторів.

Формування планових векторів. Планові вектори відіграють найважливішу роль у процесі роботи системи, оскільки через них відбувається керування агентом-батьком своїх нащадків у батьківській групі, отже, керування всією системою в цілому.

Плановий вектор агента визначає плановані параметри, тобто параметри, які агент-батько хоче отримати від свого агента-нащадка, модифікуючи його плановий вектор. Планові вектори мають такий вигляд [25]:

- 1) обсяг виробленої електроенергії з відновлюваних ресурсів;

- 2) обсяг електроенергії з централізованої мережі для перерозподілу агенту-батькові;
- 3) обсяг електроенергії з централізованої мережі для перерозподілу агенту-сусідові;
- 4) обсяг невідновлюваної електроенергії для перерозподілу агенту-батькові;
- 5) обсяг невідновлюваної електроенергії для перерозподілу агенту-сусідові;
- 6) обсяг електроенергії від НВДЕ для перерозподілу агенту-батькові;
- 7) обсяг електроенергії від НВДЕ для перерозподілу агенту-сусідові;
- 8) загальний обсяг споживання електроенергії з спадковою групою;
- 9) загальний обсяг перерозподілу електроенергії в спадкову групу.

3.6. Характеристика значущих процесів у інтелектуальних мережах з активними споживачами

Наведемо загальну оцінку значущих процесів у інтелектуальних мережах з активними споживачами, виділивши домени «Малі та середні споживачі: енергозбутові компанії і сервіс-провайдери» та «Мала енергетика: ВДЕ, розосереджена генерація, накопичувачі енергії». Виділення доменів та їх опис здійснено за результатами таких провідних компаній, як EPRI, NIST, IBM, CISCO, ФСК ЄЕС (Архітектурний комітет з розвитку IEC AAM) [1, 26, 31].

Функціональна область «Споживачі енергозбутових компаній і сервіс-провайдери»

Процес «Надання послуг на основі on-line моніторингу споживання енергоресурсів». Система має включати в себе мінімум дві точки виміру – розрахункову і контрольну для кожної точки постачання електроенергії. Для кожної точки постачання електроенергії точки вимірювання мають знаходитися в безпосередній близькості від межі балансової належності суміжних електричних мереж, а розрахункова і контрольна точки вимірювання мають бути

встановлені по різні боки від межі балансової належності суміжних електричних мереж.

Система має відповідати вимогам законодавства України про забезпечення єдності вимірювань та забезпечувати:

- рівень захисту інформації відповідно до чинного законодавства для всіх типів даних на всіх етапах збору, обробки, зберігання та передавання даних;
- збір і передавання даних про величину перетоків електроенергії і потужності в режимі реального часу по всіх точках вимірювання;
- можливість застосування бездротових технологій зв'язку для віддаленого опитування датчиків;
- контроль параметрів якості електроенергії в режимі реального часу по всіх точках вимірювання, які входять до її складу;
- можливість аналізу технічного стану та моніторинг відмов елементів і підсистем, що входять до її складу;
- рівень надійності, відмовостійкості та ремонтпридатності, що відповідає вимогам до безперервності отримання інформації з боку зовнішніх систем, які є одержувачами інформації про результати вимірювань, проведених системою.

Процес «Біллінг (з функцією передбіллінгу) в он-лайн режимі». Система має забезпечувати можливість:

- автоматичного завантаження даних показань приладів обліку з серверів збору даних моніторингу та контролю споживання в підсистему передбіллінгу як за розкладом, так і за запитом, ініційованого з боку підсистеми передбіллінгу;
- проведення розрахунків нарахувань за спожиту електроенергію в умовах відсутності фактичних показань або графіків споживання інтелектуальних приладів обліку (ІПО);
- автоматичного заміщення відсутніх даних про фактичне споживання розрахунковими значеннями;
- автоматичної перевірки відсутності фактичних свідчень або графіків споживання ІПО, ручного редагування і/або автоматичного заміщення відсутніх фактичних свідчень або графіків споживання ІПО розрахунковими значеннями для подальшого використання джерела верифікованих даних;
- обчислення заміщень і прогнозних значень показників споживання в натуральному вираженні та використання цих значень

для розрахунку нарахувань в автоматичному режимі за заданим розкладом і в будь-який момент часу за запитом оператора системи або інших підсистем;

- автоматичного і ручного створення та редагування типових профілів споживання для різних груп споживання на основі ретроспективної інформації;

- формування, маркування та зберігання версій вихідних даних вимірювань і вихідних об'ємних облікових показників;

- перегляду, перевірки і редагування облікових показників персоналом енергозбутової компанії до початку розрахунку нарахувань у вартісному вимірі;

- перетворення показань ІПО в облікові показники з іншими одиницями виміру;

- перетворення показань ІПО в облікові показники;

- перетворення показань ІПО в обсяг корисного відпуску, втрат, обсягу передачі та інші облікові показники для розрахунку нарахувань за зонними тарифами, які формуються для зон доби (пік–напік–непік, день–ніч, критичний піковий період і т.д.) для заданого облікового періоду;

- розрахунку облікових показників та фінансових нарахувань за запитом користувача в режимі он-лайн під час надходження вихідних даних вимірювань з відповідного ІПО або групи ІПО. Система має забезпечувати можливість автоматичного розрахунку облікових показників і фінансових нарахувань за будь-який період часу за запитом користувача системи білінгу сервіс-провайдера, а також забезпечувати виконання розрахунку в режимі он-лайн;

- розрахунку нарахувань на основі динамічних тарифів, що змінюються за часом (індексів цін); для постоплатної та передплатної схем розрахунків; вартості відпуску в мережу енергії споживачем з власною малою генерацією, а також цієї вартості, що формується ринком для точки постачання або сервіс-провайдера, який виступає агрегатором малої генерації в Microgrid.

Процес «Формування нерегульованих цін». Система повинна забезпечувати наявність і функціонування інтерфейсів інформаційного обміну в режимі реального часу між такими учасниками процесу: споживачі; збутова компанія; торговельний майданчик ринку електроенергії; регулюючі організації.

Система має забезпечувати наявність і функціонування інтерфейсів інформаційного обміну в режимі реального часу між наступними інформаційними підсистемами: керування ціноутворенням; керування попитом; інформування споживача; моніторингу та комерційного обліку споживання; білінгу і передбілінгу; прогнозування споживання.

Система має здійснювати автоматизацію наступних процесів: формування роздрібних цін у режимі часу, близькому до реального; ведення цінних індексів у режимі часу, близькому до реального; прогнозування. Важливо підтримувати штатний режим функціонування з урахуванням впливу таких факторів: наявність великого обсягу ретроспективних інтервальних даних комерційного обліку споживання; великий обсяг даних прогнозних графіків споживання інформаційного обміну між учасниками програми; наявність обмежень регуляторів.

Процес «Формування обсягів купівельної енергії». Система повинна забезпечувати наявність і функціонування інтерфейсів інформаційного обміну в режимі реального часу між наступними учасниками ринку та інфраструктурними організаціями: споживачем і сервіс-провайдером; комерційним оператором ринку і сервіс-провайдером; системним оператором і сервіс-провайдером; об'єктами РГ та інформаційної підсистеми формування балансів; об'єктами РГ та інформаційною підсистемою інформування клієнтів; споживачем та інформаційною підсистемою інформування клієнтів; інформаційною підсистемою передбілінгу і білінгу та інформаційною підсистемою інформування клієнтів; інформаційною підсистемою передбілінгу і білінгу та інформаційною підсистемою формування балансів; інформаційною підсистемою керування попитом та інформаційною підсистемою формування балансів; інформаційною підсистемою моніторингу і обліку споживання та інформаційною підсистемою формування балансів; сервіс-провайдером і електромережною компанією.

Система повинна забезпечувати автоматизацію таких процесів:

- формування довгострокових прогнозних планів споживання;

- формування короткострокових прогнозних графіків споживання у режимі часу, близькому до реального;

- оперативне формування заявок на купівлю для покриття дефіциту потужності або додаткових непланових обсягів споживання;

- збір і обробка прогнозних і фактичних даних ринків (об'ємних і цінових індексів) у режимі часу, близькому до реального;
- ведення прогнозних, типових і фактичних профілів споживання;
- забезпечення балансування Microgrid в режимі реального часу;
- балансування енергосистеми на рівні Microgrid при взаємодії сервіс-провайдера і електромережної компанії.

Система має підтримувати штатний режим функціонування з урахуванням впливу таких факторів:

- великого обсягу фактичних інтервальних даних комерційного обліку споживання;
- наявність обмежень регуляторів видачі потужності РГ в мережу;
- наявність обмежень комерційної диспетчеризації в забезпеченні системної надійності.

Для функціонування процесу та системи необхідна розробка законодавчої, методичної та нормативно-технічної бази, що забезпечуватиме можливість практичної реалізації моделей віртуальної електростанції і Microgrid; участі в оптовому ринку електричної енергії, потужності й системних послуг; участі дрібних та середніх споживачів і РГ в оптовому ринку електричної енергії, потужності та системних послуг.

Процес «Керування попитом». Система повинна забезпечувати можливість:

- підтримки прийняття рішень при плануванні та реалізації програми керування попитом;
- автоматичної сегментації споживачів за заданими критеріями;
- автоматичного формування на основі заданих критеріїв цільових груп споживачів для участі в програмі керування попитом;
- інформування споживачів про переваги участі в програмі керування попитом;
- інформування споживачів про переваги програми за допомогою надання їм порівняльних розрахунків нарахувань у разі участі та неучасті в програмі керування попитом;
- самостійної реєстрації споживачів для участі в програмі керування попитом чи через мережу Інтернет;

- забезпечення розрахунку цін/тарифів для програми керування попитом відповідно до періодичності формування цін ринку;
- автоматичного формування і відправлення споживачеві інформаційних повідомлень у разі настання подій, що відповідають заданим набором умов;
- автоматичного надання споживачеві графіка фактичного споживання електроенергії;
- автоматичного надання споживачеві інформації про цінові сигнали: на одну годину вперед; на одну добу вперед для випадків непрямого керування навантаженнями за участю споживача;
- надання системам енергоменеджменту споживачів цінових або нецінових сигналів (про цінові або нецінові сигнали на одну годину вперед і на одну добу вперед із заданою періодичністю);
- керування навантаженням для електроустановок споживачів, які підтримують можливість прямого контролю навантаження;
- виконання розрахунків обсягів споживання та інших облікових показників у натуральному вимірі для кожного споживача, який є учасником програми керування попитом;
- виконання розрахунків нарахувань для кожного споживача, який є учасником програми керування попитом;
- автоматичного комплексного аналізу результатів програми керування попитом, наприклад, гнучкого настроювання критеріїв комплексного аналізу, надання результатів комплексного аналізу програми керування попитом персоналу енергозбутової компанії, споживачам та іншим зацікавленим сторонам;
- вибору споживачами-учасниками програми керування попитом декількох каналів отримання інформації з системи, а також забезпечення гарантованої доставки керуючої інформації від споживача в систему.

Процес «Інформування споживачів про фактичні та прогнозовані тарифи, споживання енергоресурсів у режимі реального часу». Для функціонування системи необхідна наявність каналів передачі даних між споживачами і сервером енергозбутової компанії за протоколом Internet Protocol. Система повинна забезпечувати збір, зберігання і обробку актуальної та достовірної інформації з обліку споживання енергоресурсів абонентами, а також можливість оперативного і ретроспективного аналізу даних щодо споживання,

а також прогнозування споживання на період не менше одного розрахункового місяця з заздалегідь відомим рівнем похибки.

Система має підтримувати можливість завантаження та використання для розрахунків будь-якої кількості різних алгоритмів і математичних моделей, у тому числі розроблених третіми сторонами. Необхідна розробка законодавчої та нормативної бази, що забезпечить можливість впровадження і використання систем електронного інформування споживачів з боку енергозбутової компанії про поточну і прогнозну зміни тарифів.

Функціональна область «Мала енергетика: ВДЕ, розосереджена генерація, накопичувачі енергії»

Процес «Керування в режимі реального часу об'єктами РГ, підключенні до мережі». Щодо вимог до енергетичної частини об'єктів РГ. Система повинна забезпечувати: планову видачу потужності в моменти проходження піків навантаження; можливість накопичення електроенергії для подальшого використання; реалізацію таких функцій керування споживанням, як моніторинг споживання в рамках Microgrid, прогнозування навантаження в рамках Microgrid, видачу керуючих сигналів на зміну рівня споживання в рамках Microgrid; підтримувати наявність аварійного резерву; забезпечувати функції керування напругою в рамках Microgrid; збір даних за рівнем напруги в рамках Microgrid; обробку даних рівня напруги в рамках Microgrid; видачу керуючих сигналів для зміни рівня напруги. Система також має забезпечувати автоматичну підтримку реактивної складової потужності відповідно до значення напруги з урахуванням температури навколишнього середовища в енергорайоні, а також автоматичне вторинне регулювання частоти в Microgrid в умовах стохастично виникаючих обмежень за реактивною потужністю.

Вимоги до реакції на аварійні ситуації: забезпечувати наявність обертового резерву відповідно до діючих і системних обмежень; мати необхідну системному операторові динамічну стійкість у широкому діапазоні зміни напруги мережі; забезпечувати можливість штатного від'єднання від загальної мережі (перехід в острівний режим) у ручному і автоматичному режимах; підтримувати запуск об'єктів генерації Microgrid після повного відключення живлення.

Вимоги до оптимізації режиму: забезпечувати вироблення електроенергії з мінімальною собівартістю; забезпечувати можливість пріоритетного споживання електроенергії, що виробляється відновлюваними джерелами енергії; підтримувати інтеграцію і використання механізмів керування навантаженням, забезпечувати можливість участі розосереджених генераторів у процедурах реалізації системних послуг та обробки ринкових запитів на постачання електроенергії та потужності.

Вимоги до планування режимів: забезпечувати можливість оперативного корегування режимів у реальному часі з урахуванням змін зовнішніх умов функціонування; забезпечувати можливість автоматичного планування вироблення електроенергії в Microgrid на основі прогнозів споживання.

Вимоги до спостережливості: забезпечувати можливість оцінки стану Microgrid на основі вимірювання енергобалансу; забезпечувати можливість прогнозування стану Microgrid; забезпечувати можливість автоматичного інформування персоналу про зміну параметрів стану Microgrid за заданими критеріями, а також можливість автоматичного збору, зберігання і аналізу ретроспективних даних за відмовами, що виникають в Microgrid.

Вимоги до керованості: забезпечувати можливість ручного і автоматичного включення та відключення Microgrid від основної мережі, а також можливість обмеження вироблення електроенергії в рамках Microgrid в ручному та автоматичному режимах.

Вимоги до функціонування та обслуговування: забезпечувати відповідність заявлених номінальних параметрів при виконанні технічного приєднання до розподільної мережі; забезпечувати можливість зовнішнього керування настройками обладнання Microgrid; забезпечувати можливість локальної і дистанційної автоматичної зміни налагодження обладнання Microgrid з боку авторизованих зовнішніх систем керування, а також можливість автоматичної безперервної діагностики стану і оцінку відповідності вимог функціонування в складі Microgrid.

Система також повинна забезпечувати доставку повідомлень об'єктам Microgrid протягом десятків секунд; можливість синхронізації обміну даними з об'єктами Microgrid за допомогою підсистеми задання точного часу, функції автоматичної реєстрації, зберігання і ретроспективного аналізу всіх технологічних транзакцій, функції

автоматичної реєстрації, зберігання і ретроспективного аналізу всіх технологічних транзакцій за період не менше 10 років, можливість динамічного регулювання режимів роботи Microgrid, замовлювану якість електроенергії.

Архітектура системи має бути реалізована на принципах модульності й відкритості. Система має володіти стійкістю до впливів зовнішніх факторів (кліматичних, техногенних і т.д.), мати можливість адаптивного підстроювання до своїх параметрів і структури залежно від змін умов функціонування. Система має підтримувати можливість функціонування на основі інтелектуальних алгоритмів прийняття рішень на локальному рівні (на рівні об'єктів Microgrid) в частині регулювання параметрів режиму.

Процес «Робота вдосконаленої системи автоматики розподільної мережі з об'єктами розосередженої генерації». Система має забезпечувати зберігання: обсягів даних за період не менше п'яти років, швидкість передачі їх між агентами мережі не менше 100 Мбіт/с, тимчасову синхронізацію даних і команд за допомогою підсистеми забезпечення єдиного часу; можливість інтелектуального прогнозування сценаріїв роботи Microgrid; локальне прийняття рішень про режими роботи та можливі сценарії розвитку аварійних ситуацій об'єктами Microgrid; можливість обліку всіх варіантів розвитку подій в частині наслідків дії захистів і протиаварійної автоматики чи прийняття адекватних цим подіям рішень; рівень інформаційної безпеки не нижче рівня, встановленого чинними нормативами і законодавством України у сфері захисту інформації; можливість самостійного прийняття рішень об'єктами Microgrid в частині відключення об'єктів розосередженої генерації від мережі.

Процес «Планування підключення об'єктів РГ до мережі». Вимоги до систем керування об'єктів РГ: система повинна забезпечувати збір, актуалізацію, зберігання і доступ до технічної інформації по об'єкту РГ у формі бази даних; можливість автоматичної зміни параметрів настроювання регуляторів і пристроїв РЗА і ПА на основі результатів розрахунків режимів роботи мережі, можливість керування режимом роботи об'єкта РГ з боку мережевої компанії в рамках диспетчерського керування; можливість інтеграції локальної підсистеми ПА об'єкта РГ з системами протиаварійного керування загальної мережі, максимально можливий ступінь автоматизації процесів запуску в роботу об'єкта РГ з мінімальною учас-

тю персоналу; можливість зміни режимів роботи об'єкта РГ без перемикачів, що вимагають втручання диспетчерського персоналу мережевої компанії; можливість перемикачів об'єкта РГ між автономним режимом і режимом паралельної роботи із загальною мережею без перемикачів, що вимагають втручання диспетчерського персоналу мережевої компанії.

Вимоги до системи керування мережевої компанії: забезпечувати автоматизацію процесу збору, аналізу та узгодження розрахунків усталених і динамічних режимів, які подаються власниками об'єктів РГ; можливість аналізу впливу об'єктів РГ на основі моделювання режимів роботи за умов виконання вимог технічних умов на технологічне приєднання об'єкта РГ до мережі; можливість дистанційного виділення об'єктів РГ в острівний режим роботи на збалансоване навантаження (автономну роботу); можливість селективної роботи пристроїв РЗА і ПА в умовах виділення об'єктів РГ на збалансоване навантаження (автономну роботу); можливість технологічного доступу об'єктів РГ до реалізації алгоритмів протиаварійного керування [7].

В Україні мають бути розроблені й введені в дію законодавчі та нормативно-регулюючі документи, що забезпечать можливість участі об'єктів РГ в операціях на ринку електроенергії / потужності.

Перелік використаної літератури

1. *Интеллектуальные* электроэнергетические системы: элементы и режимы: Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.
2. *Денисюк, С.П., Базюк Т.М., Дерев'янюк Д.Г.* Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах // Вісник Кременчуцького національного університету імені Мих. Остроградського. – 2013. – № 3 (80).
3. *Денисюк С.П., Базюк Т.М.* Аналіз впливу джерел розосередженої генерації на електромережу та особливості побудови віртуальних електростанцій // Електрифікація транспорту. – 2012. – № 4. – С. 23–29.
4. *Денисюк С.П., Базюк Т.М.* Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 3. – С. 75–79.
5. *Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А.* Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетика. – 2011. – № 2 [40]. – С. 50–57.
6. *Волкова И.О., Губко М.В., Сальникова Е.А.* Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации // Проблемы управления. – 2013. – № 6. – С. 53–61.
7. *Требования к функциональным областям ИЭС ААС.* [Электронный ресурс]: – М., 2013. – С. 144. Режим доступа: http://www.grid2030.ru/userfiles/Funkt_trebovaniya.pdf
8. *Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects Research Report No 1. Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. Second Edition. Revised 10 October 2008.* – [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.efa.com.au>
9. *Про електроенергетику* Закон України: офіц. текст: За станом на 19 січня 2006 року.

10. *Веселов Ф.В.* Активные потребители как важный фактор активного развития интеллектуальной энергетики в России [Электронный ресурс]: Режим доступа: www.eriras.ru/files/veselov_ies.pdf
11. *Кобец Б.Б., Волкова И.О.* Smart Grid: концептуальные положения // Энергорынок. – 2010. – № 03 (75).
12. *Сальникова Е.А.* Формирование концепции активного потребителя в энергетике: Дис. ... канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2014. – 155 с.
13. *Волкова И.О., Губко М.В., Сальникова Е.А.* Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации // Проблемы управления. – 2013. – № 6.
14. *Интеллектуальное развитие* электроэнергетики с участием «активного» потребителя / Под ред. д.т.н., проф. Бушуева В.В. – М.: ИД «Энергия», 2013. – 84 с.
15. *Гребенюк Г.Г., Соловьев М.М.* Непрерывное тарифное регулирование для формирования желаемого графика нагрузки энергосистемы // Автоматика и телемеханика. – 2004. – № 5. – С. 166–173.
16. *Bingnan Jiang.* Dynamic Residential Demand Response and Distributed Generation Management in Smart Microgrid with Hierarchical Agents / Bingnan Jiang, Yunsu Fei. // Energy Procedia. – 2011 – Vol. 12. – P. 76–90.
17. *Гительман Л.Д., Ратников Б.Е.* Энергетический бизнес: Уч. пособие для студентов. – 2-е изд., испр. – М.: Дело, 2006. – 600 с.
18. *Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А.* Активный потребитель в интеллектуальной энергетической системе: возможности и перспективы [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.hse.ru/pubs/share/direct/document/71899800>
19. *Бурков В.Н., Губко М.В., Коргин Н.А., Новиков Д.А.* Теория управления организационными системами и другие науки об управлении организациями // Проблемы управления Control Sciences. – 2012. – № 4 – С. 2
20. *Бурков В.Н., Коргин Н.А., Новиков Д.А.* Введение в теорию управления организационными системами / Под ред. чл.-корр. РАН Д.А. Новикова. – М.: Либроком, 2009. – 264 с.
21. *Бурков В. Н., Губко М. В., Новиков Д. А.* Организационные механизмы управления в электроэнергетике / Управление развитием крупномасштабных систем / Под ред. А.Д. Цвиркуна. – М.: Изд-

во физ.-мат. лит., 2012. – С. 261–278.

22. *Denysiuk Sergii, Baziuk Taras*. Algorithms For Optimal Mode Selection Of Energy Prosumer // Conference Proceedings [2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems] (June 2-6, 2014, Kyiv, Ukraine). – P. 171–177.

23. *Nagendra Prasad M.V.* Learning Situation-Specific Coordination in Cooperative Multi-agent Systems. In: Autonomous Agents and Multi-Agent Systems // Nagendra Prasad M.V., Lesser V.R. – 2, 173.207 (1999).

24. *Тарасов В.Б.* Агенты, многоагентные системы, виртуальные сообщества: стратегическое направление в информатике и искусственном интеллекте // Новости искусственного интеллекта. – 1998. – № 2.

25. *Потехин В.В., Валов П.М., Ковалевский В.Э.* Применение мультиагентного подхода к созданию системы энергораспределения и энергопотребления [Электронный ресурс]: Режим доступа: [serv.yanchick.org/Books/Материалы % 20 конференций /.../itu/.../0243.p...](http://serv.yanchick.org/Books/Материалы%20конференций/.../itu/.../0243.p...)

26. *Технические требования* к созданию полигона программно-технического комплекса ИЭС ААС. – Москва, 2013. – 144 с. Режим доступа: <http://grid2030.ru/userfiles/file/TechReqTestBed.pdf>

27. *Чекинов Г.П., Чекинов С.Г.* Применение технологии многоагентных систем для интеллектуальной поддержки принятия решения (ИППР) // Сетевой электронный научный журнал «Системотехника». – 2003. – № 1. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://systech.miem.edu.ru/2003/n1/Chekinov.htm>

28. *Маторин С.И., Михелев М.В.* Формализация многоагентных систем с помощью теории паттернов // Вісник НТУ «ХПІ». Темат. вип. «Інформатика і моделювання». – Харків: НТУ «ХПІ». – 2008. – № 49. – С. 96 – 99.

29. *Гренандер У.* Лекции по теории образов. Синтез образов. – М.: Мир, 1979. – 384 с.

30. *Маторин С.И.* Анализ и моделирование бизнес-систем: системологическая объектно-ориентированная технология. – Харьков: ХНУРЭ, 2002. – 322 с.

31. *Требования к функциональным областям ИЭС ААС* // РАО ЕЭС. – Москва, 2013. – 144 с. Режим доступа: http://www.grid2030.ru/userfiles/Funkt_trebovaniya.pdf

Основные сокращения до розділу 3

АБ	– аккумуляторная батарея
АС	– активный потребитель
ПО	– интеллектуальные приборы учета
НВДЕ	– нетрадиционные та возобновляемые источники энергии
НКРЕКП	– национальная комиссия, осуществляющая регулирование в сфере электроэнергетики та коммунальных услуг
РГ	– розосереджена генерація
РЗ і ПА	– релейный защит и противоаварийная автоматика
СЕП	– система энергообеспечения
СКН	– системы управления нагрузками
DCM	– Demand Chain Management
DSM	– Demand Side Management

РОЗДІЛ 4

РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Останнім часом в енергосистемах світу та об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України широко використовуються електростанції на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), насамперед вітрові (ВЕС) та сонячні (СЕС) електростанції. Зростання частки ВДЕ в структурі генеруючих потужностей вітчизняної ОЕС призводить до збільшення їх впливу на режими роботи електричних мереж ОЕС України, зокрема на якість регулювання частоти та активної потужності, напруги та реактивної потужності, і обумовлює необхідність удосконалення організації диспетчерського керування енергосистемами. Відповідно це вимагає формування більш чіткого погляду на особливості як роботи цих станцій, так і режимів мереж з ВДЕ. Основоположним чинником при дослідженні функціонування ВДЕ є моделювання різних, навіть граничних, режимів роботи електричних мереж із використанням спеціально створених для цього цифрових комп'ютерних моделей та методик.

Залежно від мети досліджень та видів розрахунків режимів електричних мереж можуть використовуватися як деталізовані, так і еквівалентні моделі ВДЕ. Крім того, в процесі дослідження режимів електричних мереж також необхідно розрізняти сфери використання моделей ВДЕ. Так, на етапі проектування цих станцій необхідно використовувати деталізовані «станційні» моделі ВДЕ з метою дослідження їх роботи в нормальному і аварійних режимах роботи станції та електричних мереж. У той же час оцінка поточних або перспективних режимів електричних мереж, що здійснюється персоналом енергосистем або розподільних компаній, потребує застосування спрощеної еквівалентної моделі ВДЕ, яка досить точно відображає вплив цих станцій на режими електричних мереж.

4.1. Режими роботи нетрадиційних джерел енергії

4.1.1. Фізичні процеси перетворення енергії вітру та типи вітрогенераторів

Перетворення енергії вітру у механічну здійснюється за допомогою вітротурбіни. У загальному випадку вони розрізняються горизонтальною та вертикальною віссю. Нині у світі найбільшого поширення набули трилопатеві вітротурбіни, зокрема, внаслідок зменшення як аеродинамічного впливу між лопатями вітротурбіни, так і пульсацій потужності, поява яких викликана ефектом затінення башти вітроустановки [1, 2].

При проходженні вітру на лопатях вітротурбіни виникає тягнуча та підйомна сили, при цьому підйомна значно перевищує тягнучу силу [3]. Під дією підйомної сили на валу вітротурбіни виникає обертальний момент. Коробка передач з передатним числом n призначена для механічного розділення швидкості обертання вітротурбіни та генератора. Якщо знехтувати механічними втратами у коробці передач, то потужність на валу вітротурбіни дорівнюватиме потужності на валу генератора. Відповідно обертальний момент вітротурбіни буде в n разів перевищувати обертальний момент генератора, що обумовлює необхідність використання на боці вітротурбіни вала великого діаметру [1]. Потужність повітряної маси $P_{\text{пов}}$, що рухається зі швидкістю $v_{\text{в}}$, через поперечний перетин A , який визначається площею ротора вітротурбіни, обчислюється за такою формулою:

$$P_{\text{пов}} = \frac{1}{2} \rho A v_{\text{в}}^3, \quad (4.1)$$

де ρ – щільність повітря. З урахуванням (4.1) потужність вітротурбіни $P_{\text{ВТ}}$ визначається як

$$P_{\text{ВТ}} = \frac{1}{2} \rho c_p A v_{\text{в}}^3, \quad (4.2)$$

де c_p – характеристичний коефіцієнт, що визначає частку енергії, яку може добути вітротурбіна з вітрового потоку.

У разі, якщо вітротурбіна була здатною повністю перетворити кінетичну енергію вітру, то в цьому випадку швидкість вітру за турбіною має дорівнювати нулю, що неможливо [1]. Німецьким

фізиком Альбертом Бетцом було визначено граничне значення характеристичного коефіцієнта турбіни, яке складає $c_p^{max} = 0,599$. Відповідно до закону Бетца, незалежно від типу вітротурбіни, лише 59 % кінетичної енергії вітру може бути перетворено у механічну. На практиці фактичне значення c_p для існуючих вітротурбін змінюється в діапазоні 0,25...0,45 в.о., що менше від c_p^{max} . Крім того, значення характеристичного коефіцієнта також залежить від відношення швидкості обертання турбіни λ , яка визначається таким чином:

$$\lambda = \frac{\omega_T r}{v_B}, \quad (4.3)$$

де ω_T – кутова швидкість обертання турбіни; r – радіус вітроколеса. Залежність $c_p = f(\lambda)$ наведена на рис. 4.1.

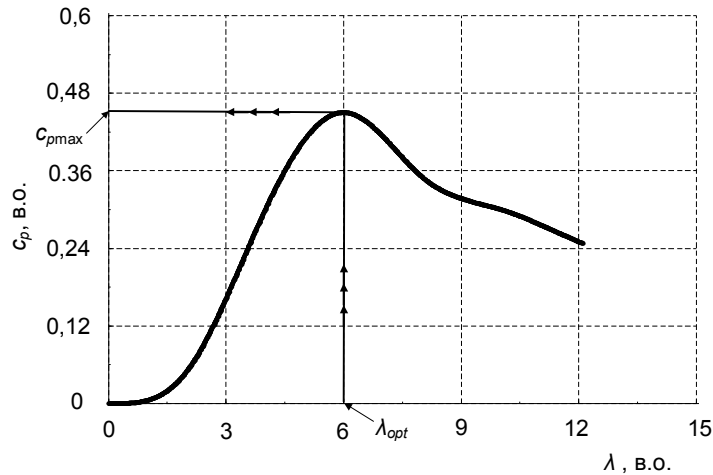


Рис. 4.1. Залежність характеристичного коефіцієнта турбіни c_p від відношення швидкості обертання λ

Необхідно зазначити, що наведена вище характеристика залежить від типу турбіни та визначається її виробником. З рис. 4.1 видно, що для отримання максимальної потужності P_{BT} вітротурбіна повинна працювати в піковій точці залежності $c_p = f(\lambda)$, тобто в точці c_{pmax} при λ_{opt} .

Для заданої величини c_p на основі виразу (4.2) можна визначити потужність вітротурбіни P_{BT} залежно від швидкості вітру v_B , яка показана на рис. 4.2.

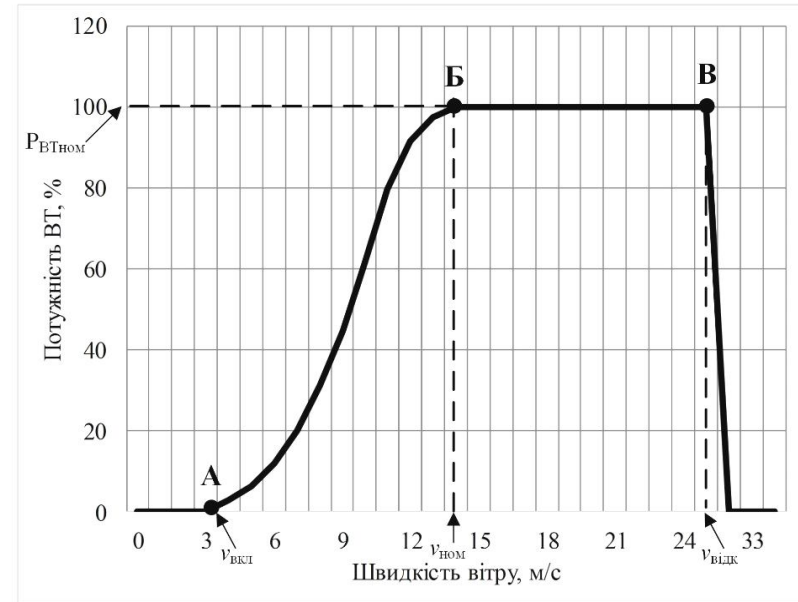


Рис. 4.2. Залежність потужності вітротурбіни P_{BT} від швидкості вітру v_B

На наведеній залежності можна виділити три характерні точки, які визначають режим роботи вітроустановки. Так, при малих швидкостях вітру вітротурбіна не працює. При досягненні швидкості включення $v_{вкл}$ (точка А), що складає 3-4 м/с [1, 3], вітроустановка починає генерувати активну потужність, значення якої залежно від швидкості вітру v_B визначається відповідно до виразу (4.2). У точці Б досягається номінальний режим роботи вітроустановки. На ділянці БВ, яка визначається зміною швидкості вітру від номінального значення $v_{ном}$, що зазвичай складає 12...16 м/с, до швидкості відключення $v_{відк}$, активна потужність вітротурбіни підтримується на номінальному значенні $P_{BTном}$ (рис. 4.2). У разі перевищення швидкості вітру $v_{відк}$, яке для різних вітротурбін змінюється в діапазоні 20...25 м/с, відбувається відключення вітроустановки від мережі.

4.1.2. Огляд існуючих типів генераторів, що використовуються у вітроустановках

На поточний час у вітроустановках широко використовуються генератори з постійною та змінною швидкостями обертання. Особливістю роботи вітроустановок з генераторами з постійною швидкістю обертання є те, що незалежно від швидкості вітру швидкість обертання ротора вітротурбіни залишається незмінною і визначається частотою зовнішньої мережі, коефіцієнтом передачі, а також конструктивними особливостями генератора [3].

За останні кілька років у світі також набули поширення генератори зі змінною швидкістю обертання. Основний принцип роботи таких генераторів полягає у тому, що кутова швидкість обертання вітротурбіни ω_T змінюється (збільшується або зменшується) залежно від швидкості вітру v_b . Таким чином, відношення швидкості обертання турбіни λ , що визначається виразом (4.3), підтримується рівним λ_{opt} . У свою чергу це дає змогу забезпечити максимальне значення характеристичного коефіцієнта турбіни c_{Pmax} (рис. 4.2) та потужності вітротурбіни P_{BT} (4.2). Крім того, на відміну від генераторів з постійною швидкістю обертання, генератори зі змінною швидкістю обертання дають можливість підтримувати постійний момент генератора, при цьому флуктуаційні зміни швидкості вітру компенсуються за рахунок зміни швидкості генератора. Нині у вітроустановках зі змінною швидкістю обертання використовуються асинхронні або синхронні генератори, а також силові перетворювачі, що дає змогу здійснювати гнучке регулювання швидкості генератора. Таким чином, флуктуації потужності, спричинені змінною швидкістю вітрового потоку, згладжуються головним чином зміною швидкості обертання ротора генератора і, як наслідок, ротора вітротурбіни [3].

Генератор з постійною швидкістю обертання ротора. У вітроустановках з постійною швидкістю обертання використовуються асинхронні генератори з короткозамкненим або фазним ротором, які підключаються безпосередньо до зовнішньої мережі (рис. 4.3).

На рис. 4.3 прийнято такі позначення: ВТ – вітротурбіна; КП – коробка передач; АГ – асинхронний генератор; БСК – батарея статичних конденсаторів; Т – підвищувальний трансформатор.

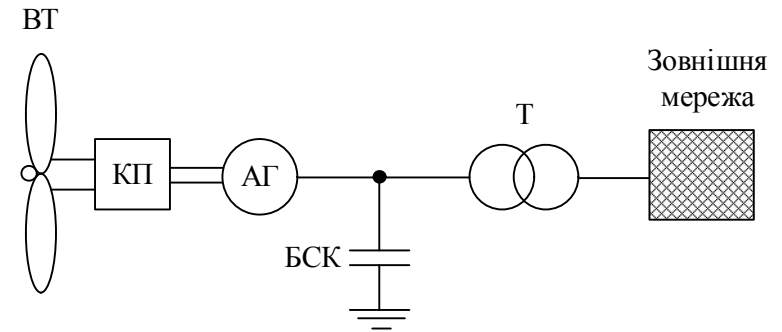


Рис. 4.3. Асинхронний генератор з постійною швидкістю обертання

Оскільки режим роботи АГ супроводжується споживанням реактивної потужності з мережі, що необхідно для створення обертального магнітного поля, то для її компенсації використовуються БСК. Конструктивна особливість таких генераторів полягає у тому, що максимальна потужність вітроустановки досягається лише при певній швидкості вітру. Тому збільшення потужності генерації досягається за рахунок зміни кількості пар полюсів [1, 3]. Зокрема, при малих швидкостях вітру зазвичай використовуються вісім пар полюсів, тоді як при середній та високій швидкостях вітру відбувається перемикання до чотирьох-шести пар полюсів [3].

Перевагами цих генераторів є простота їх виконання, надійна робота та низька вартість. Проте їх недоліками є неможливість регулювання реактивної потужності, значний вплив на зовнішню мережу та обмежені можливості із забезпечення якості електроенергії [3]. Так, внаслідок постійної швидкості обертання флуктуаційні зміни швидкості вітру значно впливають на момент турбіни і, як наслідок, на режими зовнішньої мережі. Якщо зовнішня мережа є достатньо «слабкою», то зміни потужності генерації вітроустановки можуть призвести до значних коливань напруги на прилеглих підстанціях.

Асинхронний генератор зі змінним опором ротора. Структурну схему підключення асинхронного генератора зі змінним опором ротора показано на рис. 4.4.

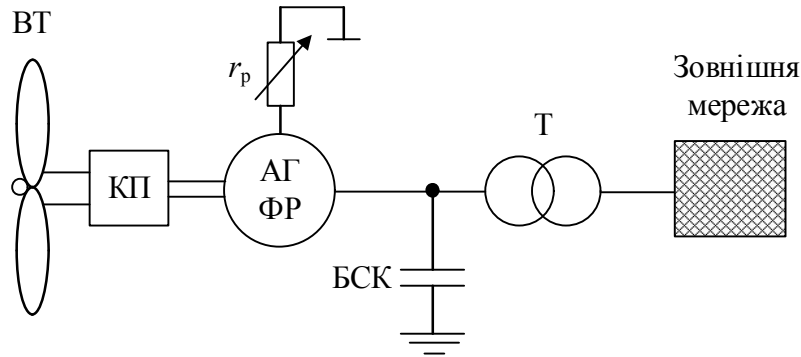


Рис. 4.4. Асинхронний генератор зі змінним опором ротора

На рис. 4.4 прийнято такі позначення: ВТ – вітротурбіна; КП – коробка передач; АГ ФР – асинхронний генератор с фазним ротором; БСК – батарея статичних конденсаторів; Т – підвищувальний трансформатор.

У вітроустановках такого типу використовуються асинхронні генератори з фазним ротором, опір якого r_p регулюється. Так, збільшення опору r_p ротора дає змогу збільшити максимальну величину ковзання характеристики моменту $M = f(s)$. Необхідно зазначити, що для створення оберտального магнітного поля, як і у попередньому випадку, генератор повинен споживати реактивну потужність із зовнішньої мережі, що потребує забезпечення її компенсації за допомогою БСК.

Асинхронний генератор з подвійним живленням. Структурну схему підключення асинхронного генератора з подвійним живленням показано на рис. 4.5, де позначено: ВТ – вітротурбіна; КП – коробка передач; АГ ФР – асинхронний генератор с фазним ротором; П1 – перетворювач з боку ротора; П2 – перетворювач з боку мережі; Т – підвищувальний трансформатор.

З цього рисунка видно, що статор асинхронного генератора безпосередньо підключений до зовнішньої мережі, а живлення фазної обмотки ротора здійснюється напругою з частотою ковзання через силовий перетворювач. Зазвичай потужність перетворювача складає 25...30 % від потужності генератора, швидкість обертання ротора якого може змінюватись у діапазоні 25...30 %.

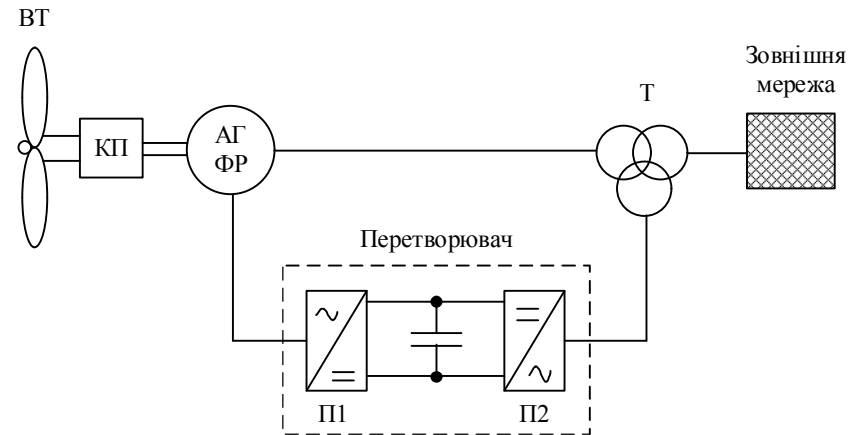


Рис. 4.5. Асинхронний генератор з подвійним живленням

Асинхронний генератор з подвійним живленням дає змогу здійснювати регулювання як активної, так і реактивної потужностей. Так, перетворювач П1 здійснює незалежне регулювання активної та реактивної потужностей у точці підключення вітроустановки до зовнішньої мережі, тоді як перетворювач П2 підтримує задане значення постійної напруги, а також коефіцієнт потужності в ланцюзі ротора рівним одиниці (у цьому випадку генерація реактивної потужності буде здійснюватися лише через обмотку статора).

Застосування перетворювача дає змогу «розділити» частоту мережі та механічну частоту обертання ротора генератора та здійснити керування режимом роботи вітротурбіни на змінній швидкості [4].

Залежно від швидкості обертання ротора генератора потужність, що виробляється вітроустановкою, генерується в мережу по обмотці статора та генерується (або споживається) через обмотку ротора. Так, якщо швидкість генератора перевищує синхронну, то активна потужність через обмотку ротора видається у мережу, а якщо менше – споживається з мережі [4]. У разі, якщо швидкість обертання ротора генератора дорівнює синхронній, то в цьому випадку асинхронний генератор з подвійним живленням можна розглядати як синхронну машину [3].

Особливістю генератора з подвійним живленням, як вказано вище, є можливість зміни кутової швидкості обертання його ротора в широкому діапазоні, що дає змогу підтримувати максимальне

значення характеристичного коефіцієнта турбіни, а отже, і потужності вітрогенератора $P_{ВТ}$ для різних швидкостей вітру v_w .

Генератор з повним перетворювачем. У вітроустановках такого типу вітрогенератор підключається до зовнішньої мережі через перетворювач, який має забезпечувати видачу активної та реактивної потужностей генератора у мережу (рис. 4.6).

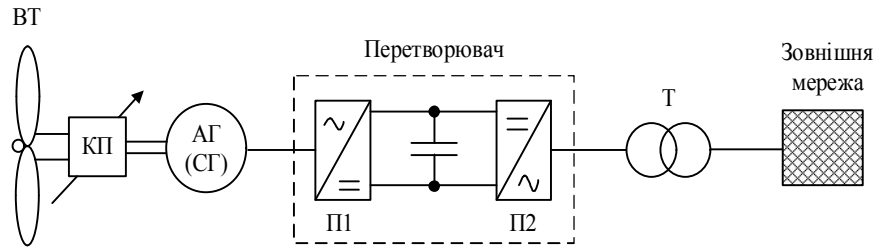


Рис. 4.6. Генератор з повним перетворювачем з підключенням через коробку передач зі змінним передатним числом

На рис. 4.6 позначено: ВТ – вітрогенератор; КП – коробка передач; АГ (СГ) – асинхронний (або синхронний) генератор; П1 – перетворювач з боку ротора; П2 – перетворювач з боку мережі; Т – підвищувальний трансформатор.

Генератори з повним перетворювачем дають змогу здійснювати незалежне регулювання активної та реактивної потужностей, що відкриває можливості щодо гнучкого регулювання напруги або коефіцієнта потужності за вимогою системного оператора. Необхідно зазначити, що при виникненні збурення в енергосистемі, яке супроводжується зміною частоти, внаслідок частотного «розділення» генератора та зовнішньої мережі генератор не буде реагувати на відхилення частоти в енергосистемі. Це обумовлює необхідність створення додаткових методів керування перетворювачами вітроустановок (наприклад, створення штучної інерції), що дасть змогу забезпечити участь цих установок в автоматичному регулюванні частоти [4]. Недоліками генераторів з повним перетворювачем є їхня висока вартість, що обумовлено значною вартістю перетворювачів, які мають забезпечувати видачу в мережу повної потужності генератора.

4.1.3. Фізичні процеси перетворення сонячної енергії

На поточний час в енергосистемах світу та України набули широкого поширення фотогальванічні сонячні електростанції. Так, перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну енергію здійснюється за допомогою фотогальванічного елемента (ФГЕ), а для перетворення електричної енергії з постійного на змінний струм використовується відповідний інвертор (рис. 4.7).

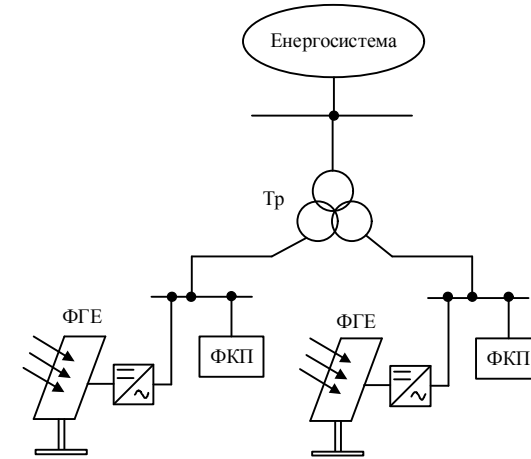


Рис. 4.7. Структурна схема інверторної станції СЕС

Фільтрокомпенсуючий пристрій (ФКП) призначений для подавлення гармонік, які виникають в інверторі, та запобігання їх розповсюдженню у мережу змінного струму. Подальше перетворення електричної енергії, яка виробляється на окремій інверторній станції СЕС, здійснюється за допомогою двообмоткового трансформатора Тр з розщепленою обмоткою низької напруги.

Розглянемо більш детально структурну схему моделі фотогальванічної СЕС, представлена на рис. 4.8.

Основними складовими моделі є блоки постійного та змінного струмів. До складу блока постійного струму входять фотогальванічний елемент, ланцюг постійного струму та відповідні давачі (рис. 4.8). Найбільш впливовими зовнішніми факторами, які визначають величину потужності генерації фотогальванічного елемента, є величина сонячного випромінювання E та робоча температура

$theta$, сигнали яких формуються на виходах відповідних датчиків. Вхідними сигналами моделі фотогальванічного елемента є величини сонячного випромінювання E , робочої температури $theta$, а також напруги на матриці фотогальванічних елементів $U_{матр}$, на основі яких визначається струм $I_{матр}$. Алгоритм, який використовується для обчислення вихідних напруги та струму матриці фотоелементів, базується на представленні електричного еквівалента ідеального сонячного елемента з урахуванням коефіцієнтів температурного коригування для напруг та струмів. У моделі ланцюга постійного струму враховані розподільний пристрій, до якого підключені фотогальванічні елементи, а також конденсатор. У цьому блоці визначається напруга на конденсаторі, яка є вхідним сигналом регулятора струму.

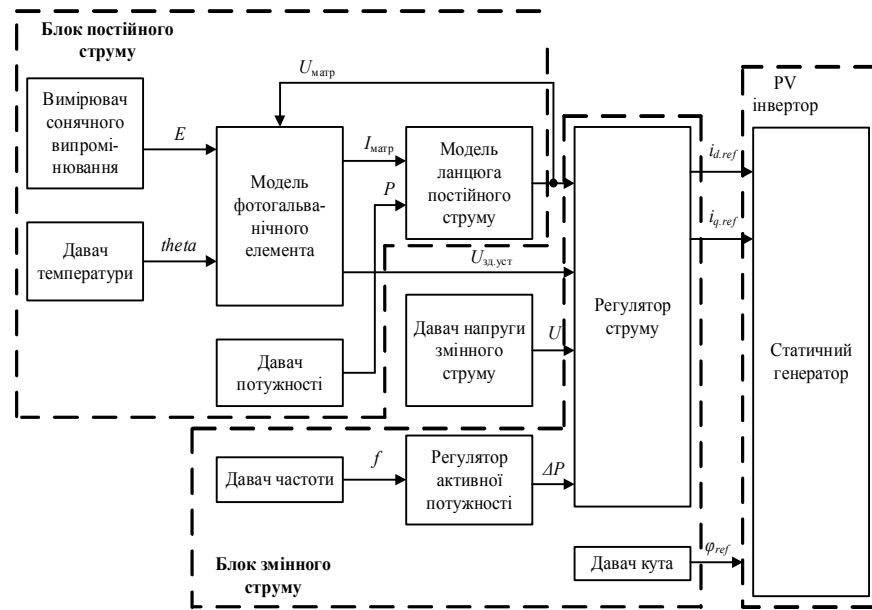


Рис. 4.8. Структурна схема моделі фотогальванічної СЕС

До складу блока змінного струму входять моделі систем керування, які повинні забезпечувати режим роботи СЕС відповідно до вимог системного оператора. Так, у регуляторі активної потуж-

ності для випадку підвищення частоти f , значення якої формується на виході відповідного датчика, визначається зміна активної потужності ΔP , виникнення якої спричинене відхиленням частоти від заданого значення. Зокрема, у мережевому кодексі системного оператора Е.Оп (Німеччина) визначається вимога, відповідно до якої при підвищенні частоти в енергосистемі (понад 50,2 Гц) потужність генерації СЕС має зменшуватись з градієнтом $G = 0,4 P_M / f$, де P_M – наявна активна потужність.

На вхід регулятора струму подаються напруга матриці фотоелементів $U_{матр}$, задане значення напруги на боці постійного струму $U_{зд.уст}$, змінна напруга від відповідного датчика U , а також зміна активної потужності ΔP , сигнал якої формується у випадку підвищення частоти в енергосистемі. На виході регулятора виробляються опорні струми $i_{d.ref}$ та $i_{q.ref}$, пропорційні уставкам за активною та реактивною потужностями. Вихідним сигналом датчика кута є опорний кут напруги в мережі ϕ_{ref} , котрий разом з сигналами опорних струмів подається на вхід статичного генератора, за допомогою якого здійснюється моделювання інвертора з боку мережі. Таким чином, використання розглянутої моделі дасть можливість коректно врахувати роботу СЕС у нормальних та аварійних режимах енергосистем.

4.2. Моделі електричних станцій з відновлюваними джерелами енергії

Залежно від мети досліджень та типу розрахунків електричного режиму можливе використання як детальної, так і еквівалентної моделей ВДЕ. За допомогою детальної моделі можливо виконувати майже всі види досліджень: розрахунок усталених режимів, електромеханічних перехідних процесів тощо. Проте створення подібної моделі потребує не тільки детальної інформації щодо параметрів та налагоджень елементів ВДЕ, але й значних витрат часу, що не завжди є необхідним та доцільним. Саме тому розробляються та використовуються спрощені еквівалентні моделі ВДЕ.

Еквівалентна модель – це спрощена модель для виконання тільки певних видів досліджень. Створення еквівалентних моделей базується на спрощенні детальної моделі ВДЕ відповідно до типу

досліджень, що плануються до проведення. Основні етапи спрощення моделі ВДЕ можливо представити відповідно до рис. 4.9. Таким чином, спрощення виконується за рахунок видалення з повної моделі відповідних рівнів деталізації.

У загальному випадку модель ВДЕ, інтегрована в ОЕС України, складається з відповідних рівнів деталізації (рис. 4.9):

1. Рівень представлення ВДЕ одним вузлом в ЕС (ВДЕ представляються одним джерелом змінної потужності на високій напрузі (110...330 кВ) в енергосистемі);

2. Рівень шин видачі потужності ВДЕ (представлення ВДЕ виконується узагальнено, джерелами змінного струму на шинах низької напруги, як правило 10 кВ, без врахування схеми збору потужності);

3. Рівень схеми збору потужності ВДЕ (розгортання до рівня колекторної системи, інвертори разом зі своїми підвищувальними трансформаторами 0,4/10 кВ представляються одним джерелом змінного струму на високій стороні);



Рис. 4.9. Основні рівні деталізації моделей ВДЕ

4. Рівень інверторних станцій ВДЕ (розгортання моделі ВДЕ виконується до рівня шин змінного струму інверторів ВДЕ, інвертор представляється джерелом змінного струму; повне представлення схеми збору та видачі потужності ВДЕ);

5. Рівень інверторів ВДЕ (виконується розгортання моделі ВДЕ до рівня інверторів ВДЕ з відображенням шин постійного

струму з повним представленням схеми збору та видачі потужності ВДЕ);

6. Рівень PV – панелей (виконується розгортання до рівня окремих сонячних панелей з повною деталізацією кіл постійного струму та електричних кіл слабого струму, в цьому розділі не розглядається);

Таким чином, розробляти модель ВДЕ з деталізацією аж до рівня інвертора бажано тільки для виконання гармонічного аналізу. Для задач розрахунку усталених режимів в електричних мережах поза ВДЕ у багатьох випадках достатньо обмежитися рівнем представлення ВДЕ одним вузлом.

Розглянемо рівні представлення моделей ВДЕ для виконання моделювання різних задач.

4.2.1. Моделі ВДЕ для розрахунків усталеного режиму

Для розрахунків усталеного режиму можливе використання еквівалентної моделі ВДЕ, яка представляється одним вузлом з налагодженнями, що визначаються режимом роботи системи управління її інверторів. Це відповідає першому рівню деталізації відповідно до рис. 4.9. Залежно від режиму роботи інверторів та системи їх управління можуть використовуватись три варіанти налагодження еквівалентної моделі ВДЕ:

- *PQ вузол* – задаються величини генерації активної потужності та коефіцієнта потужності ($\cos\phi$) ВДЕ;
- *PV вузол* – задаються величина генерації активної потужності ВДЕ та уставка за напругою;
- *DV вузол* – задаються уставка за напругою та $\cos\phi$ з використанням вагового коефіцієнта «статизму».

У разі, коли регулювання напруги за допомогою ВДЕ за будь-яких причин не виконується, рекомендується використовувати еквівалентну модель ВДЕ – з налагодженням *PQ* вузла. Передбачається, що в цьому режимі задані постійні величини генерації активної потужності та $\cos\phi$. Хоча в дійсності генерація активної потужності залежить від величини сонячного випромінювання, для певного моменту часу вона передбачається постійною.

У випадку задання еквівалентної моделі ВДЕ з налагодженням як *PQ* вузол передбачається, що система управління інверторів налагоджена таким чином, щоб забезпечити постійне значення

$\cos\varphi$. Як правило, сучасні системи управління інверторів можуть вільно працювати з певним діапазоном $\cos\varphi$ ($\pm 0,9$).

Завдяки своїй здатності регулювати реактивну потужність у певному діапазоні, ВДЕ, у разі встановлення відповідного центрального регулятора або АСУ (наприклад, систем *Skycontrol Pro* для сонячних електричних станцій), можуть бути використані для регулювання напруги. У випадку використання цієї функції при розрахунку усталеного режиму рекомендується використовувати еквівалентну модель з налагодженням як *PV* вузол. Реактивна потужність у цьому випадку визначається в результаті розрахунку усталеного режиму. В той же час, як і для усіх генеруючих елементів, необхідно враховувати межі регулювання генерації реактивної потужності всієї ВДЕ.

Третім варіантом налагодження еквівалентної моделі ВДЕ є задання уставок напруги та коефіцієнта потужності при одному й тому ж значенні генерації активної потужності. Оскільки неможливо виконати одночасне регулювання напруги та $\cos\varphi$, відхилення обох уставок порівнюються один з одним, використовуючи коефіцієнт, який називається «коефіцієнтом статизму», або просто «статизм». Цей тип налагодження називається *DV* вузлом, який посиляється на отримане значення відхилення заданої напруги. Оскільки остаточні значення ані напруги, ані реактивної потужності з самого початку розрахунків невідомі, алгоритм розрахунку усталеного режиму зазвичай починається з припущення, що відхилення уставки напруги дорівнює нулю, а потім регулює напругу і значення $\cos\varphi$ на кожній ітерації. Основною перевагою використання *DV* вузла є те, що одразу декілька ВДЕ здатні регулювати напругу на одній шині без застосування додаткових регуляторів. Це може бути використано у ситуації, коли декілька ВДЕ різних власників регулюють напругу в одній і тій самій точці мережі. Недоліком цього підходу є те, що задані уставки за напругою та реактивною потужністю ніколи не будуть досягнуті.

4.2.2. Моделі ВДЕ для розрахунку струмів короткого замикання

Загальновідомим є той факт, що електричні станції, приєднані до мережі з використанням інверторів, не беруть участі у підживленні струму КЗ. Тому рекомендується їх не враховувати при роз-

рахунках струмів КЗ. Також прийнятним є використання еквівалентної моделі ВДЕ, представленій одним вузлом, яка налагоджена відповідним чином. У сучасних програмних забезпеченнях існують спеціальні представлення генеруючих елементів, які не підживлюють струм КЗ.

Використання детальної моделі ВДЕ доцільне лише в тому випадку, коли струм КЗ необхідно розрахувати безпосередньо в колекторній мережі ВДЕ. У цьому випадку краще використовувати деталізацію ВДЕ до рівня схеми збору потужності станції.

4.2.3. Моделі ВДЕ для моделювання статичної аперіодичної стійкості

Для аналізу впливу режимів роботи ВДЕ на статичну аперіодичну стійкість з використанням положень [5] доцільно використовувати еквівалентні моделі, *PQ* або *PV*, залежно від режиму роботи інверторів ВДЕ.

Деяка інша ситуація спостерігається в мережах низької напруги. Значна частка фотоелектричних систем, які зараз встановлюються, підключається до мережі низької напруги поблизу кінцевого споживача. На це вказує той факт, що умови експлуатації мережі низької напруги за останні роки значно змінилися [6]. Зокрема, все частіше спостерігаються двонаправлені перетоки потужності з швидкими змінами напрямку, що має вплив на рівень і коливання напруги в мережі. Таким чином, необхідно мати інструменти (програмні засоби) та відповідні моделі, що дають змогу досліджувати статичну аперіодичну стійкість, зокрема, за напругою. Ці інструменти мають забезпечувати можливість оцінити вплив ВДЕ, підключеної вздовж фідера, тобто вони повинні забезпечувати моделювання мережі низької напруги та реалістично представляти генерацію ВДЕ.

Оскільки багато питань інтеграції ВДЕ пов'язано з коливаннями (флуктуаціями СЕС), виникає потреба проводити моделювання часових рядів, для того щоб мати можливість оцінити такі статистичні властивості напруги, як розподіл рівня напруги, частоту та амплітуду її флуктуацій.

Для аналізу впливу електричної мережі на режими роботи ВДЕ доцільно використовувати еквівалентні моделі ВДЕ для розрахунку усталеного режиму (з налагодженням як *PQ* або *PV* вузол),

які реалізовані в більшості програмних засобів моделювання режимів роботи енергосистем.

Основна проблема, що в першу чергу стосується СЕС, окрім коректного виконання моделювання коливання генерації у відповідних часових рамках (секундах, хвилинах, годинах), полягає у представленні правильного розподілу рівня напруги між різними «погодними» днями. В цьому аспекті розрізняють дні з мінливою хмарністю, дні з різними типами часткової хмарності (велика / мала хмарність, швидкий / повільний рух хмар) та хмарні дні. У такому випадку рекомендується використовувати модель СЕС з рівнем деталізації до комірок, що дасть змогу задавати генерацію кожної окремої комірки СЕС та правильно представляти розподілення величини генерації між ними згідно з моделюванням відповідної хмарності. Генерування активної потужності СЕС призводить до зміни рівня напруги в мережі. Для традиційних низьковольтних мереж найвища напруга спостерігається на шинах приєднання фідера і зменшується вздовж нього. Коли до мережі підключаються СЕС, картина стає дещо складнішою, оскільки вони впливають на підвищення напруги. Результатом є те, що, через значний рівень генерації сонячних станцій та невелике навантаження, можуть виникнути такі ситуації, коли напруга сягне верхньої межі допустимого значення.

Таким чином, для аналізу впливу режимів роботи СЕС на статичну аперіодичну стійкість доцільно використовувати еквівалентні моделі (PQ або PV). Для забезпечення можливості оцінити статистичні властивості напруги, такі як розподіл рівня напруги, амплітуду та частоту флуктуацій напруги, програмний засіб та моделі СЕС мають дати змогу виконувати моделювання часових рядів, зокрема моделювання коливання генерації СЕС у деякому часовому проміжку (набір характерних УР). У разі моделювання УР для днів з різними типами хмарності або моделювання нерівномірної генерації окремих комірок рекомендується використовувати детальну модель СЕС.

4.2.4. Моделі ВДЕ для моделювання електромеханічних перехідних процесів

Останнім часом електричні станції на основі напівпровідникових перетворювачів (СЕС та ВЕС з повним перетворювачем)

істотно збільшили власну частку виробленої активної потужності в енергосистемі.

Оскільки спочатку загальна потужність ВДЕ була не значною у порівнянні з електростанціями на основі традиційних джерел енергії, звичайною практикою у разі виникнення аварійної ситуації було негайне їх вимкнення. Однак таке рішення більше не практикується у зв'язку зі значним збільшенням частки генеруючих станцій на основі перетворювачів. Відключення значної потужності станцій такого типу може мати серйозний вплив на стійкість енергосистеми і призвести до значних системних проблем.

У цілому через відсутність механічних обертових частин в СЕС (більшість ВЕС підключається до мережі через інвертори і також підпадають до цієї категорії) під поняттям електромеханічних перехідних процесів, як правило, розуміють «поведінку» таких станцій за часом у разі виникнення збурень в мережі.

Нові керівні вказівки та правила (мережеві кодекси) провідних європейських країн з точки зору розвитку ВДЕ вимагають, щоб електричні станції на основі перетворювачів не відключались від мережі у разі виникнення збурень (*Fault Ride Through* або режим проходження низької напруги – *LVRT, Low Voltage Ride Through*). Електричні станції на базі ВДЕ мають залишатися підключеними до мережі доти, поки вплив збурення не перевищить певної допустимої межі або тривалості. На той час доки станції залишаються підключеними, система їх управління має реагувати на зміну напруги, регулюючи власну генерацію реактивної потужності в заданих межах. Такий підхід певним чином імітує роботу синхронної машини. Для того щоб гарантувати підтримання рівня напруги шляхом контрольованої генерації реактивної потужності, необхідна досить швидка реакція системи управління ВДЕ. У результаті можна стверджувати, що для отримання більш точних результатів, генерація електричних станцій на основі перетворювачів повинна враховуватись при моделюванні електромеханічних перехідних процесів.

В Україні розроблено проект вимог до вітро- та фотоелектричних електростанцій, які регламентують їх роботу в режимі проходження низької напруги [7]. Згідно з цими вимогами станція повинна витримувати зниження напруги в точці приєднання до рівня 20 % від номінального значення (лінійна напруга основної гармоніки) як мінімум протягом 0,5 с без відключення (рис. 4.10).

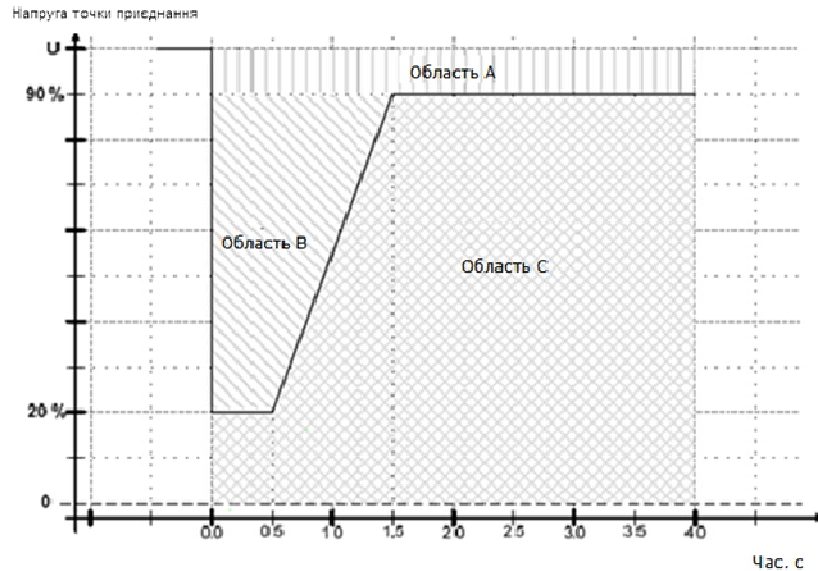


Рис. 4.10. Вимоги щодо роботи під час падінь напруги для електростанцій на ВДЕ потужністю більше 2 МВт

При виникненні симетричних та несиметричних коротких замикань різної тривалості та «потужності», що визначає рівень остаточної напруги в місці приєднання СЕС, згідно з рис. 4.10, необхідно дотримуватись таких вимог:

- *Область А:* електростанція повинна залишатись підключеною до мережі й підтримувати нормальну генерацію.
- *Область В:* електростанція повинна залишатись підключеною до мережі. Вона має забезпечувати максимальне підтримання рівня напруги шляхом контрольованої генерації реактивної потужності з метою сприяння стабілізації напруги у проектних межах, які досягаються завдяки використанню наявних технологій.
- *Область С:* дозволено відключення електростанції.

Для порівняння «поведінки» ВДЕ при електромеханічних перехідних процесах розглянемо роботу детальної та еквівалентної моделей СЕС у випадку виникнення трифазного короткого замикання тривалістю 0,1 с біля точки приєднання станції. Детальна модель СЕС включає комірочки з підвищуючими трансформаторами,

кабельні мережі СЕС, ПС 110/10 кВ «СЕС» з трансформаторами та моделі регуляторів. Еквівалентна модель сонячної станції містить у собі моделі регуляторів СЕС та враховує загальну кількість її комірок. Причому СЕС було представлено двома еквівалентними генеруючими елементами (*PV-1* та *PV-2* на стороні 10 кВ) з відповідними налагодженнями (рис. 4.11).

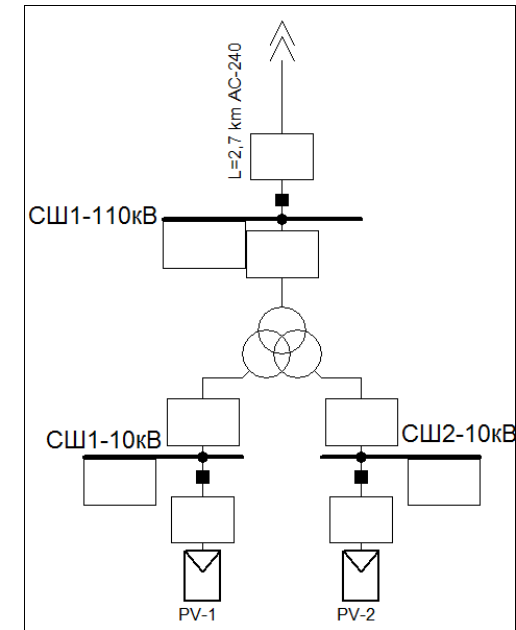


Рис. 4.11. Еквівалентна модель СЕС

Результати моделювання представлено на рис. 4.12 – 4.14. Як видно з рис. 4.12, протягом часу КЗ спостерігається значне зниження напруги в точці приєднання СЕС. Внаслідок цього величина генерації активної потужності СЕС знизилась майже до нульового значення (рис. 4.13). Натомість генерація реактивної потужності під час протікання КЗ збільшилася (рис. 4.14), що зумовило підтримку напруги на шинах станції.

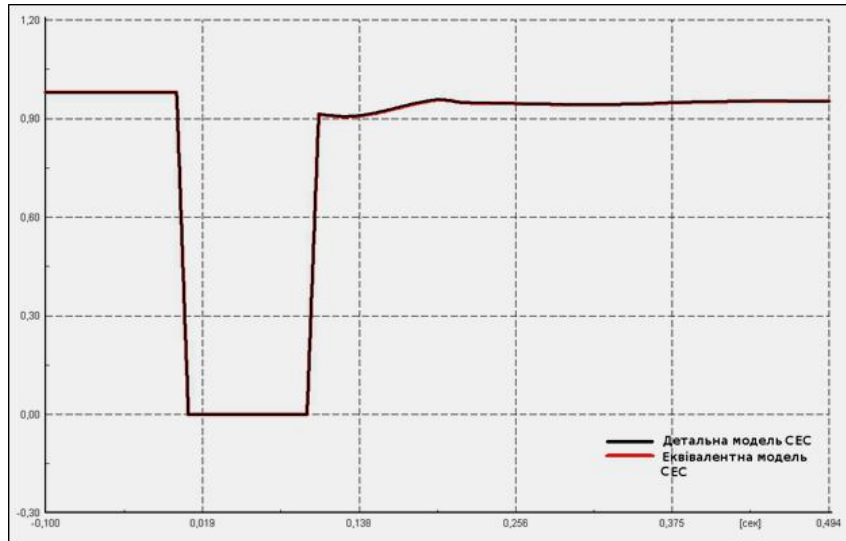


Рис. 4.12. Напруга в точці приєднання СЕС, в.о.

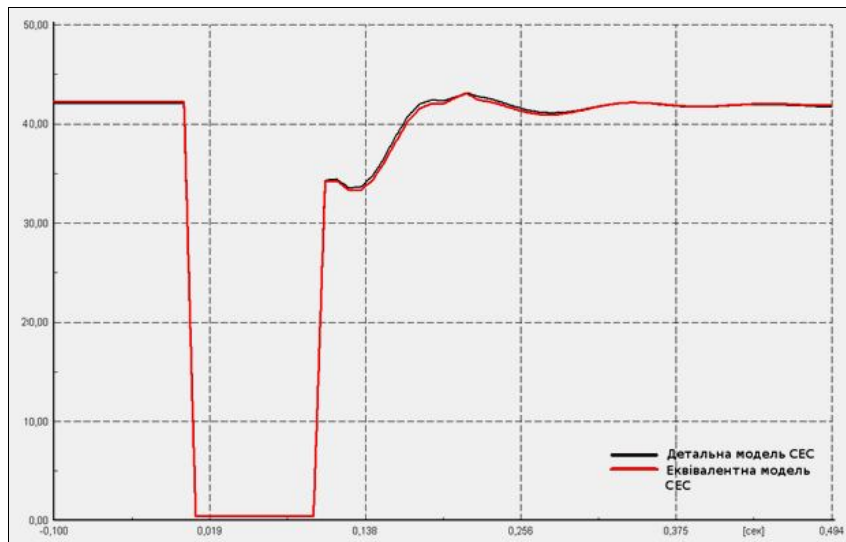


Рис. 4.13. Активна потужність СЕС у точці приєднання, МВт

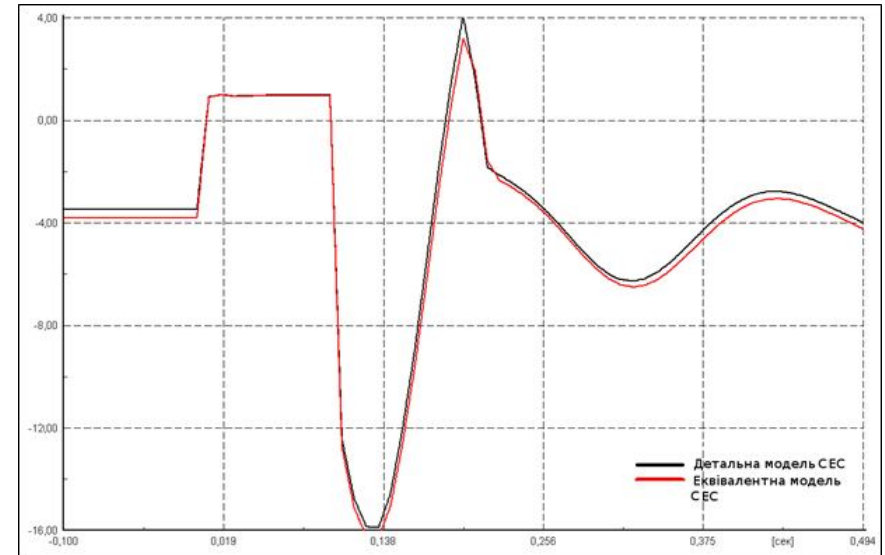


Рис. 4.14. Реактивна потужність СЕС у точці приєднання, Мвар

Як бачимо з наведених вище графіків, еквівалентна модель СЕС дає результати, які майже збігаються з результатами для детальної моделі. Для системних досліджень, коли досліджується вплив СЕС на мережу та на інші електростанції, сонячну електростанцію рекомендується представляти еквівалентною моделлю, але з урахуванням регуляторів. При аналізі електромеханічних перехідних процесів еквівалентна модель дає достатню точність розрахунків та дозволяє значно скоротити час виконання моделювання. Проте таке припущення справедливе тільки для випадку, коли усі комірки СЕС працюють в однаковому режимі та однаково завантажені. У разі нерівномірності завантаженості комірок СЕС для найбільш точних досліджень рекомендується використовувати детальну модель СЕС.

4.2.5. Рекомендації щодо побудови моделей еквівалентної СЕС для виконання гармонічного аналізу

У загальному випадку проведення досліджень гармонічного складу напруги в місці підключення СЕС може бути виконано як у часовому діапазоні, так і частотному.

При *розрахунках у часовому діапазоні* використовують диференціальні рівняння, що описують електромагнітні перехідні процеси, і тому рекомендується використання детальних моделей приладів силової електроніки, у тому числі з врахуванням алгоритмів керування інверторами СЕС. За умови використання детальних моделей приладів вони достатньо точно моделюють їх поведінку за різних умов. Основним обмеженням розрахунків у часовому діапазоні є те, що їх важко виконати для систем з великою кількістю різних типів елементів. У тому числі може бути проблемою або навіть неможливим створення алгоритму управління кількома різними пристроями, оскільки їх власні алгоритми управління не завжди відомі. Тому виконання гармонічного аналізу в часовому діапазоні для досліджень роботи ВДЕ на практиці, як правило, не проводиться.

Розрахунки в частотній області широко використовуються для проведення гармонічних досліджень впливу ВДЕ на електричну мережу.

На появу вищих гармонік та викривлення напруги в точці приєднання ВДЕ впливає дуже багато чинників. Виникнення гармонік в електричній мережі може посилитись через велику кількість інверторів. Збільшення кількості таких працюючих інверторів може призводити до виникнення резонансних явищ на вищих гармоніках і, як наслідок, до виникнення великих гармонічних струмів та напруг. Крім того, до виникнення інтергармонік можуть призвести амплітудна модуляція струму навантаження у разі розсинхронізації частоти перемикачів інверторів з частотою мережі, а також насичення магнітопроводів трансформаторів. Тому з метою проведення таких розрахунків необхідно розробити деталізовану багаточастотну модель ВДЕ з рівнем деталізації до інверторних станцій (причому інвертор замінюється джерелом змінного струму). Модель енергосистеми, до якої приєднується така ВДЕ, допускається та рекомендується замінювати багаточастотним еквівалентом.

Вимоги до моделі СЕС. Усі кабельні лінії (КЛ) СЕС мають представлятися у моделі з розподіленими параметрами, що найбільш точно відображає частотні властивості мережі. Її компоненти моделі повинні представлятися опорами прямої, зворотної та нульової послідовностей. Також необхідно враховувати схему з'єднання обмоток трансформаторів.

Частотно-залежний активний опір, що обумовлюється поверхневим ефектом усіх КЛ, можна враховувати за допомогою формули $R(f) = R_1 \sqrt{f / f_1}$, де R_1 – опір проводу на промисловій частоті; f / f_1 – відношення промислової частоти до частоти гармоніки, що досліджується.

Інвертори необхідно представляти за допомогою джерел струму з відповідними гармонічними складовими (спектр генерації вищих гармонік у мережу). Гармонічні складові інверторів можна отримати або з лабораторних тестів (як правило, надаються компанією-розробником інвертора) або в результаті безпосередніх вимірів гармонічних складових на одному з інверторів реальної СЕС. Приклад представлення гармонічного спектра для інвертора AEG Protect PV.250 наведено у моделі інвертора СЕС, яку показано на рис. 4.15.

Порядок гармоники	Ia_h/Ia_1 %	Ib_h/Ib_1 %	Ic_h/Ic_1 %	phiA_h-phiA_1 deg	phiB_h-phiB_1 deg
1	100	100	100	0	0
2	1,4	0,6	2	0	0
3	2,2	2,1	0,6	0	0
4	0,8	1,3	0,5	0	0
5	4,6	4,5	4,8	0	0
6	0,2	1,4	1	0	0
7	1,8	0,8	2,3	0	0
8	0,4	1,6	2,6	0	0
9	6,7	7,8	3,4	0	0
10	1,8	1,3	2,3	0	0
11	0,9	1,9	0,7	0	0
12	0,7	0,6	0,2	0	0
13	0,2	0,7	0,7	0	0

Рис. 4.15. Приклад введення гармонічного спектра інвертора в модель СЕС

Таким чином, модель СЕС повинна мати рівень деталізації до інверторної станції. Модель інверторної станції для виконання гармонічного аналізу представлена на рис. 4.16.

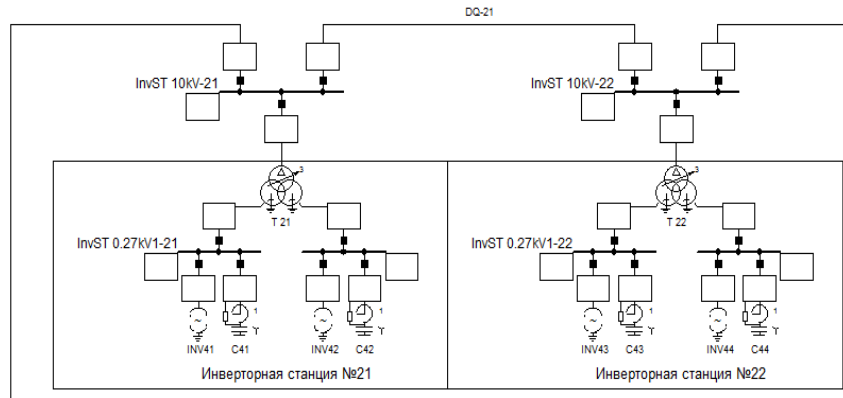


Рис. 4.16. Модель інверторної станції

При тестуванні інверторів у лабораторних умовах зазвичай використовуються ідеальні джерела живлення з частотно-незалежним опором. У реальних умовах експлуатації інвертори працюють з напругою, яка відрізняється від ідеальної. Рівень напруги змінюється протягом дня; існують спотворення окремих показників якості електроенергії (несиметрія напруги, гармоніки, флікер тощо). Це так звані фонові спотворення, які властиві практично будь-якій мережі. Крім того, комплексний опір існуючої мережі в місці приєднання СЕС не є постійною величиною. Він змінюється залежно від конфігурації схеми та режимів роботи енергосистеми та СЕС. Існуючі стандарти сьогодні не вимагають від виробників проектувати та виробляти інвертори з урахуванням зазначених умов експлуатації, але для підвищення точності моделювання бажано заміряти реальні рівні вищих гармонік інверторів СЕС.

4.2.6. Багаточастотна еквівалентна модель енергосистеми

Ефективне приєднання ВДЕ (з точки зору якості електроенергії) до електричної мережі вимагає врахування певних частотних характеристик мережі. Зокрема, наявні фонові гармонічні спотво-

рення напруги можуть призводити до значного погіршення якості електроенергії при приєднанні ВДЕ. Відсутність інформації щодо резонансних частот комплексного опору мережі, їх діапазонів зміни в різних ремонтно-аварійних схемах може призвести до виникнення резонансу на вищих гармоніках та руйнування обладнання при приєднанні ВДЕ.

У європейських країнах для визначення взаємовпливу ВДЕ з інверторним підключенням та магістральних мереж системний оператор розраховує та надає годографи комплексного опору еквівалента мережі в місці приєднання ВДЕ для кожної (або групи) частоти. Такі дані дають змогу на підставі сертифікату інвертора, спектра гармонік інвертора, шляхом розрахунків заздалегідь виявити проблеми посилення гармонік на певних резонансних частотах, що властиві електричним мережам, та у разі необхідності розробити й запропонувати відповідні заходи з їх подавлення.

Таким чином, на першому кроці побудови еквівалентної моделі багаточастотної ЕМ рекомендується виконати заміри існуючого гармонічного фону на шинах приймальної ПС (точка в ЕМ, до якої підключається ВДЕ) і задати їх у моделі.

Для проведення гармонічних досліджень досить важливим є частотна залежність опору системи. Тому для врахування наявного гармонічного фону на ПС, до якої передбачається підключати ВДЕ, необхідно крім вимірів наявного гармонічного фону проводити розрахунки опорів мережі на різних частотах та будувати відповідні RX-діаграми (рис. 4.17).

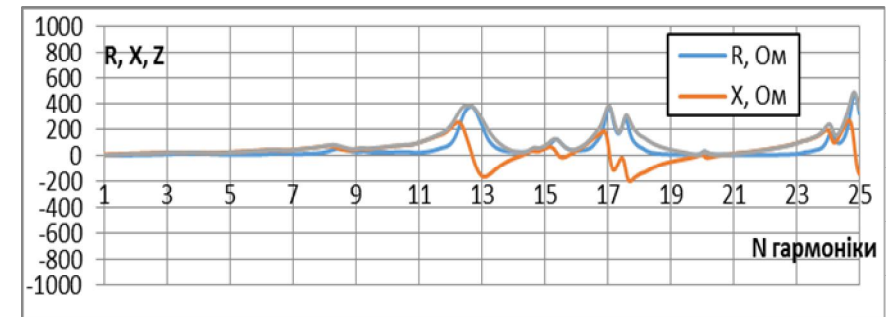


Рис. 4.17. Залежність опору КЗ від частоти

На другому кроці необхідно побудувати еквівалент мереж енергосистеми в місці приєднання ВДЕ. Для цього необхідно розглянути основні ремонтні схеми та режими роботи енергосистеми в околі місця приєднання ВДЕ. Для вказаних схемно-режимних ситуацій виконується побудова годографів частотної залежності опору КЗ на підстанції підключення ВДЕ.

Ці годографи відображають різноманітні умови, які можна очікувати у опорі короткого замикання мережі. Щоб розглянути можливі гармонічні складники напруги при будь-яких режимах роботи мережі, у деяких випадках може виконуватись розподіл годографів по окремих діапазонах гармонік. Для отриманих годографів виконується побудова так званих зон охоплення. Приклад побудови зон охоплення наведено на рис. 4.18.

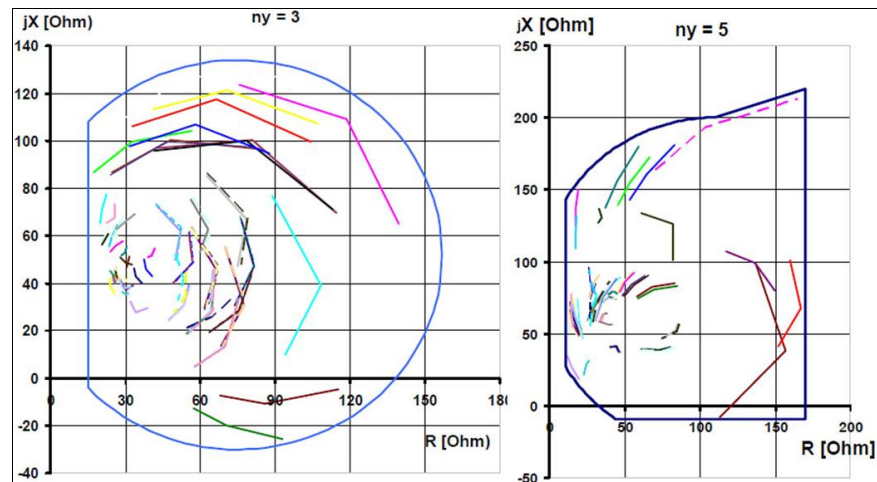


Рис. 4.18. Приклад побудови годографів опору [8]

Такий підхід відповідає міжнародній практиці моделювання гармонік в електричних мережах [8].

4.3. Режимні питання приєднання відновлюваних джерел енергії

4.3.1. Визначення «гарантованої потужності» вітрових електричних станцій

Аналіз досвіду формування балансів потужності на перспективу показав [9], що одним із ключових є питання визначення величини максимуму навантаження та складу блоків генерування, які можуть бути задіяні для його покриття. Зазначимо, що при довгостроковому плануванні обсягів генерації та навантаження, з одного боку, абсолютно некоректним є припущення, що вся встановлена потужність ВЕС може бути задіяна для покриття навантаження споживачів. Ця ситуація є практично неможливою. З іншого боку, не виправданим є нехтування генерацією від ВЕС взагалі. Таким чином, імовірнісний характер генерування електроенергії ВЕС вимагає розробки нових підходів до вирішення цього питання і в першу чергу визначення «гарантованої потужності», що може видаватися цими станціями.

Однією з основних стратегічних цілей розширення використання ВДЕ є економія органічного палива та зменшення викидів CO_2 у навколишнє середовище. При цьому генерування ВДЕ дає змогу проводити заміщення традиційних електростанцій. Найбільш доцільним є заміщення генерації теплових електростанцій (ТЕС). Це пояснюється тим, що електрична енергія, яка виробляється на ТЕС, має найбільшу вартість серед інших традиційних електростанцій, а основний недолік цього заміщення полягає в тому, що заміщення ТЕС у структурі генерації значно звужує регулюючі можливості з точки зору регулювання активної та реактивної потужностей.

Слід також враховувати, яким чином у балансах потужності буде проводитися заміщення ТЕС. Якщо шляхом їх виведення із добового графіка покриття навантаження (вимкненням), то це може призвести до зниження запасів стійкості за напругою в певних енергорайонах [10, 11]. Якщо при заміщенні буде виконуватися зниження генерації активної потужності на всіх ТЕС, це дасть можливість збільшити (або зберегти) резерви як з активної, так і реактивної потужностей. Проте економічні показники роботи ТЕС у цьому випадку значно погіршаться.

Відомо, що ГЕС стабільно можуть працювати в обмеженому діапазоні генерування активної потужності. У середньому цей діапазон становить 0,7...1,0 номінальної потужності блока. Таким чином, фактично максимальний наявний резерв залежить у тому числі і від складу працюючого обладнання блоків ГЕС. А максимально досяжні резерви активної потужності складають приблизно величину $P_{\text{макс.резерв}} = 0,30 \cdot P_{\text{ном.ГЕС}}$. Тому однією з основних проблем, з котрою будуть стикатися мережі, у складі яких працюють ВДЕ, є визначення діапазонів, у яких може змінюватися генерація на ВДЕ протягом року.

Крім того, слід враховувати, що вказані резерви, які розміщені на ГЕС, не завжди є у наявності. З одного боку, в режимах мінімуму навантаження (в нічні провали графіка навантаження) ГЕС, як правило, працюють мінімально допустимим за критерієм надійності складом (два блоки на станцію) та з мінімально допустимим навантаженням на кожен блок. Це робить повністю неможливим їх подальше розвантаження, тобто резерв на розвантаження в такому режимі відсутній. З іншого боку, в режимах максимуму навантаження блоки ГЕС, як правило, завантажені на повну потужність, і резерв на набір навантаження (для випадку зникнення вітру і зупинки ВЕС) також майже відсутній. Тому поточні резерви будуть відрізнятися від максимально (теоретично) досяжних. Досить наближено їх можна оцінити як $P_{\text{поточний резерв}} = 0,15 \cdot P_{\text{ном.ГЕС}}$, тобто як 15 % на розвантаження і 15 % на завантаження від потужності блока.

Таким чином, слід зауважити, що максимальна потужність генерування на станціях з ВДЕ тією чи іншою мірою визначається у тому числі наявним обсягом регулюючих потужностей на традиційних стаціях. У протилежному випадку можуть виникати проблеми, що визначаються недостатнім діапазоном регулювання за активною потужністю з урахуванням флюктуаційного характеру роботи ВЕС. У таких ситуаціях ВДЕ можуть частково замінюватися потужністю ГЕС, проте це недоцільно з економічних та екологічних причин.

Прогнозування режимів роботи ВЕС безпосередньо пов'язане з оцінкою варіаційного характеру вітру та визначенням кількості електроенергії, що виробляється однією вітроенергетичною установкою (ВЕУ) чи групою установок за певний час. Більшість відомих моделей прогнозування передбачають оцінку лише середньої швид-

кості вітру за годину і в першу чергу призначені для вирішення задач оперативного керування та задач, пов'язаних із функціонуванням ринку електроенергії.

Завдяки розосередженому розташуванню ВЕС певна частина коливань потужності та похибок прогнозування може частково бути компенсована за рахунок похибок прогнозування в інших регіонах. При цьому точність прогнозу потужності генерації, отриманої за рахунок вітрової енергії, зазвичай пов'язана з величиною загальної встановленої потужності ВЕС. Тобто похибка прогнозування 15 % для годинних інтервалів на наступний день для однієї ВЕС – це «досить точний» прогноз [12], у той час як похибка 15 % у великій ЕС – це вже «поганий» прогноз [13]. При цьому поза увагою залишається ще багато питань, пов'язаних із оцінкою максимально можливої потужності, що видається ВЕС, з оптимальною потужністю накопичувальних батарей (у разі їх застосування), величиною резерву активної потужності з точки зору забезпечення необхідного рівня надійності мереж та ін.

Виходячи з зазначеного, розглянемо більш докладно одну з основних проблем, що виникає при застосуванні ВЕС. Це оцінка меж, у яких можуть змінюватися потужності, що генеруються ВЕС з урахуванням стохастичного характеру їх роботи [14], та оцінка необхідних резервів активної потужності, які слід підтримувати на традиційних електростанціях у різних часових діапазонах.

Статистичний підхід до оцінки потужності вітроелектростанцій. Аналіз розподілу щогодинних швидкостей вітру протягом року для окремих вітрових районів та атласів розподілу вітру за різні сезони показав наявність певних залежностей швидкості вітру від місяця року, години доби тощо. Врахування цих залежностей потребує проведення аналізу, що базується на багаторічних вибірках статистичного матеріалу для кожної ділянки встановлення ВЕС. Такі дані накопичуються і в подальшому використовуються як для короткострокового прогнозування генерації ВЕС, так і для уточнення довгострокових прогнозів. У той же час у разі відсутності такої інформації при розв'язанні задач довгострокового планування авторами приймається припущення щодо випадковості та незалежності швидкості вітру від пори року. Це створює підґрунтя для використання статистичних методів, зокрема, методу статистичних випробувань Монте-Карло [15].

Відомо, що статистичні оцінки швидкості вітру в місці розміщення ВЕС у більшості випадків можуть бути враховані при моделюванні генерації вітроенергетичними установками за допомогою щільності розподілу ймовірностей. Статистичний підхід дає можливість оцінити, як часто вітри з різними відхиленнями від середньої швидкості будуть з'являтися в конкретному районі. При побудові такої моделі для опису щільності ймовірності виникнення тих чи інших вітрових навантажень з різними швидкостями вітру використовуються різного роду розподіли [16]. Найчастіше при цьому вибирається розподіл Вейбулла [17, 18, 19], який де-факто є найбільш поширеним на практиці.

На рис. 4.19 зображено діаграми групових частот швидкостей вітру та криві розподілу Вейбулла.

Отримана таким чином статистична інформація дає змогу провести вибір ВЕУ з оптимальною робочою швидкістю, оцінити середню потужність та розподіл вихідної потужності установки, втрати тощо. При цьому однією з ключових характеристик є розподіл імовірностей швидкості вітру в місцях розташування та відповідні характеристики потужності установки.

Функція розподілу Вейбулла $f(v)$ може бути побудована для будь-якої вітрової площадки за допомогою двох параметрів [17]: A – масштабний коефіцієнт, пропорційний середній швидкості вітру; k – коефіцієнт форми Вейбулла:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}, \quad (4.4)$$

де v – швидкість вітру.

Параметр A та коефіцієнт k визначаються для кожного місця встановлення ВЕУ на основі аналізу реальних замірів вітрових навантажень. Зазвичай (див. рис. 4.19 *a, б*) значення коефіцієнта форми знаходиться близько 2,0 [17].

Сутність статистичного підходу для оцінки потужності ВЕС полягає у використанні методу Монте-Карло та розподілу Вейбулла. При цьому відповідно до методу Монте-Карло виконується моделювання випадкових можливих станів. Ці стани базуються на комбінаціях випадкових режимів роботи ВЕС, для яких у кожному досліді за методом Монте-Карло виконувалося генерування випад-

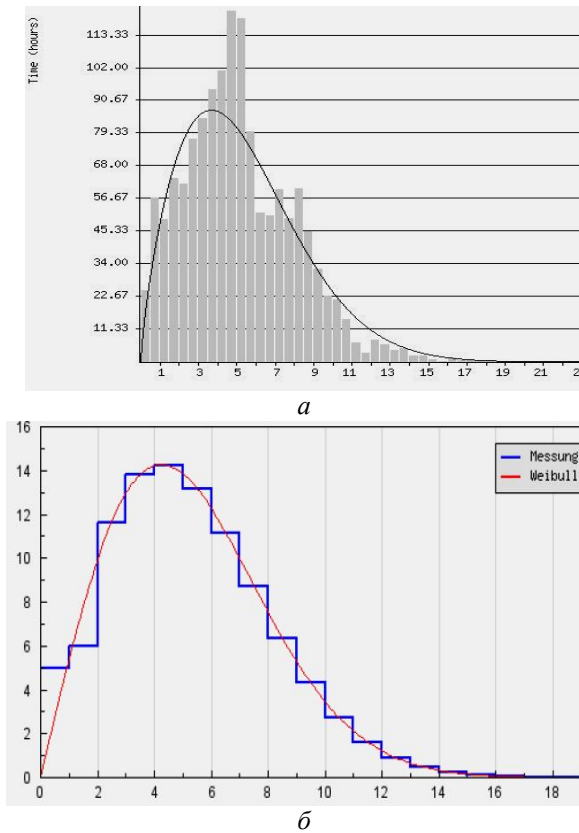


Рис. 4.19. Співставлення функцій розподілу Вейбулла із замірами швидкостей вітру: *a* – коефіцієнт форми $k=1,75$ (по осі абсцис відкладено час, а по осі ординат – швидкість вітру); *б* – коефіцієнт форми $k=2,0$ (по осі абсцис відкладено частоту появи вітру у відсотках, а по осі ординат – швидкість вітру)

кових швидкостей вітру. Ці швидкості генеруються відповідно до закону розподілу Вейбулла та характеристики вітроустановки (залежність потужності ВЕУ від швидкості вітру) і визначається величина потужності за даних умов для певної ВЕУ. В результаті моделювання, що проводиться для всіх ВЕУ, які входять до складу ВЕС, а також для всіх ВЕС, що входять до складу відповідної територіальної зони, визначається величина загальної можливої генерації для

цього дослідю. Зазвичай проводиться близько 100 000 дослідів та визначається ймовірнісна залежність сумарної потужності ВЕС, що може видаватися в мережу.

Оцінка вихідної потужності вітроенергетичної установки. Запропонований підхід використовувався для визначення потужності, що генерується однією ВЕУ. Як приклад, розглядалися конкретна площадка розміщення ВЕУ та конкретний тип вітротурбіни, зокрема, *Vestas V.112* (як один з найбільш імовірних типів турбін, що може використовуватися в Україні) [20]. Ця ВЕУ номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 3,0$ МВт у першу чергу призначена для встановлення в місцях з низькою та середньою швидкостями вітру і комплектується повним перетворювачем потужності. Характеристика турбін *Vestas V.112* та *Vestas V.90* та щільність розподілу Вейбулла швидкостей вітру наведені на рис. 4.20.

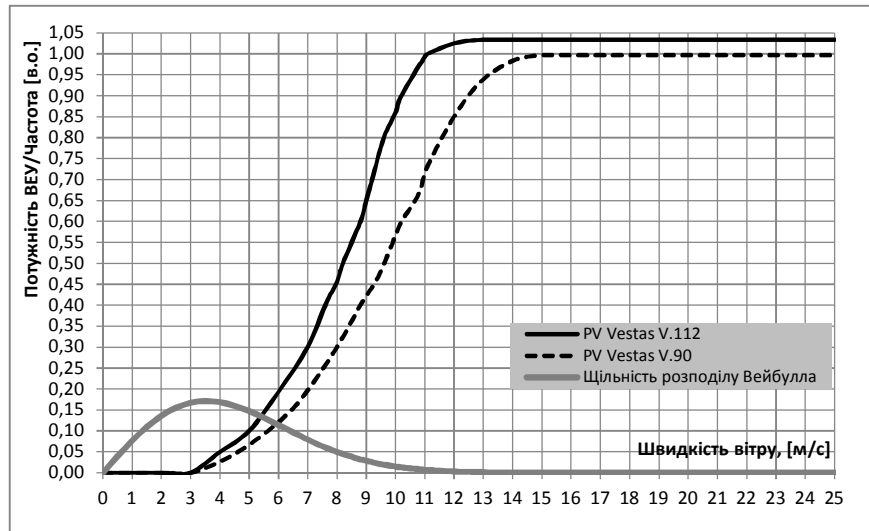


Рис. 4.20. Характеристика потужності ВЕУ *Vestas V.112* та *V.90* потужністю 3 МВт

Аналіз метеоданих для такої площадки показав, що середня швидкість вітру становить приблизно 5,0 м/с. Потужність, що відповідає цій середній швидкості вітру, $P_{\text{ВЕУ}} = 0,3$ МВт (або 0,10 $P_{\text{ном}}$), як видно з рис. 4.20. Звісно, що визначення середньої потужності

ВЕУ за середньою швидкістю вітру є найпростішим, але не надто коректним способом, проте дає змогу провести попередні розрахунки. Розподіл вітрових навантажень, як зазначалось раніше, описується розподілом Вейбулла, який не є симетричним. Тоді середня потужність $P_m(U)$ при середній швидкості вітру буде визначатись як математичне очікування випадкової величини:

$$P_m(U) = \int_0^{\infty} p(u)W(u)du, \quad (4.5)$$

де $P_m(U)$ – середня потужність при середній швидкості вітру; $W(u)$ – характеристика потужності ВЕУ; $p(u)$ – розподіл щільності ймовірностей відповідних швидкостей вітру.

Таким чином, обчисливши інтеграл для всього діапазону швидкостей вітру та відповідного розподілу (рис. 4.20), отримаємо середню статистичну потужність ВЕУ, що становить 0,755 МВт (або 0,25 $P_{\text{ном}}$). Ще однією оцінкою, що характеризує ВЕУ, є коефіцієнт використання встановленої потужності, який розраховується як $k_B = \frac{W_y}{8760}$, де W_y – вироблена електроенергія ВЕУ за рік.

Для планування режимів роботи важливо знати не тільки середню потужність ВЕУ за рік, але й можливі діапазони її зміни у конкретний випадковий день. Для розв'язання цієї задачі запропоновано новий підхід, суть якого розглянемо нижче.

На рис. 4.21 наведено результати стохастичного моделювання для випадків встановлення однієї, двох та трьох ВЕУ, розміщених у різних географічно віддалених місцях відповідно до описаного підходу. Потужність ВЕУ приведена до сумарної номінальної потужності (відношення $P_{\text{сум}}/P_{\text{сум_ном}}$). Аналіз отриманих залежностей показав переваги географічно розподіленого розташування ВЕУ: чим більша відстань розташування ВЕУ (випадок трьох ВЕУ), тим більш монотонний характер носить крива їх вихідної потужності. Можна стверджувати, що у будь-який випадковий день року з імовірністю, наприклад 90 %, одна ВЕУ згенерує 0 МВт (що становитиме 0 % від $P_{\text{ном}}$ та 0 % від $P_{\text{ст.сер.}}$), дві ВЕУ – 0,1 МВт (1,6 % від $P_{\text{ном}}$ та 6,6 % від $P_{\text{ст.сер.}}$), а три ВЕУ – 0,27 МВт (3 % від $P_{\text{ном}}$ та 12 % від $P_{\text{ст.сер.}}$).

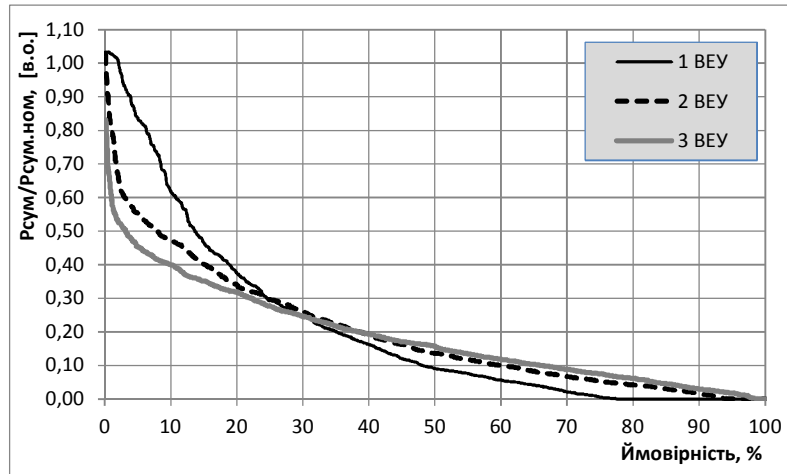


Рис. 4.21. Характеристики зміни потужностей ВЕУ (однієї, двох та трьох ВЕУ) залежно від стохастичного характеру швидкості вітру

Як видно, ці величини значно відрізняються не тільки від номінальної встановленої потужності, а й від величини середньої потужності, що визначалася за рік. Отримані дані певним чином узгоджуються з дослідженнями інших авторів, наприклад в [21] визначається, що мінімальна гарантована потужність ВЕС є дуже малою, нижчою за 8 % встановленої потужності для досить потужних ВЕС.

За результатами досліджень [22], що проводилися в 1970-2003 рр., були визначені мінімальні швидкості вітру на всій території Великобританії. Вони показали, що в середньому лише протягом однієї години на рік швидкості вітру на всій території Об'єднаного Королівства були настільки малі, що жодна ВЕС не працювала. Іншими словами, ймовірність ситуації, коли ВЕС, особливо розподілені по значній території, не будуть взагалі генерувати жодної потужності, дуже мала.

У цілому слід звернути увагу на значні відмінності між величинами встановленої, середньої та статистичної потужностей ВЕУ, що вимагає більш чіткого визначення. Так, коли ставиться задача про необхідність оцінки потужності ВЕС для економічних розрахунків, то найбільш доцільним є використання статистичної середньої потужності ВЕУ (чи ВЕС) за рік. У випадку оцінки потужності ВЕУ для задач планування режимів роботи електричної мережі рекомен-

дується враховувати мінімальну та максимальну потужності ВЕУ з певною ймовірністю.

«Гарантована» потужність ВЕС. При розробці балансів та оцінки необхідних резервів потужності в ЕС із ВЕС використовується величина гарантованої потужності. Під гарантованою потужністю географічно розподілених ВЕС будемо розуміти таку їх потужність, при якій ЕС може експлуатуватися без зниження надійності роботи. Найчастіше гарантована потужність ВЕС використовується при складанні добових балансів з урахуванням заміщення традиційної генерації. Тому до неї будемо висувати такі ж самі вимоги щодо надійності, як і до потужності, що генерується на ТЕС.

За різними оцінками коефіцієнт готовності теплових та атомних блоків лежить у досить широкому діапазоні: 0,78...0,97. Зрозуміло, що нижня границя коефіцієнта готовності відповідає генеруючим блокам із застарілим та зношеним обладнанням, а верхня – з новим або модернізованим. Так, сучасні ТЕС та парогазові установки мають коефіцієнт готовності 0,90...0,95 [23, 24]. Для подальшого аналізу приймемо величину коефіцієнта готовності не менше 0,90.

У випадку використання традиційної генерації коефіцієнт готовності в основному залежить від технічного стану обладнання та визначається кількістю і тривалістю технологічних порушень за встановлений інтервал часу. У випадку використання ВЕС коефіцієнт готовності останніх залежить не тільки від кількості та тривалості можливих технологічних порушень, а й від наявності вітру з мінімальною робочою швидкістю. Таким чином, для того щоб певна ВЕС мала коефіцієнт готовності не менше 0,90 і тим самим могла використовуватися для заміни теплових чи атомних блоків у добовому балансі потужностей, вона повинна мати коефіцієнт технологічної готовності $K_{ТГ}$ не менше 0,95 та ймовірнісний коефіцієнт наявності вітру $K_{В}$ також не менше 0,95. Тоді еквівалентний коефіцієнт готовності ВЕС становить

$$K_{Г} = K_{ТГ} \cdot K_{В} = 0,95 \cdot 0,95 = 0,9025, \quad (4.6)$$

де $K_{ТГ}$ – технологічний коефіцієнт готовності ВЕС, що залежить від кількості відмов, аварійних ремонтів та їх тривалості; $K_{В}$ – ймовірнісний коефіцієнт наявності вітру з мінімальною робочою швидкістю, який враховує тип ВЕУ та особливості вітрових навантажень конкретної ділянки, де вона знаходиться.

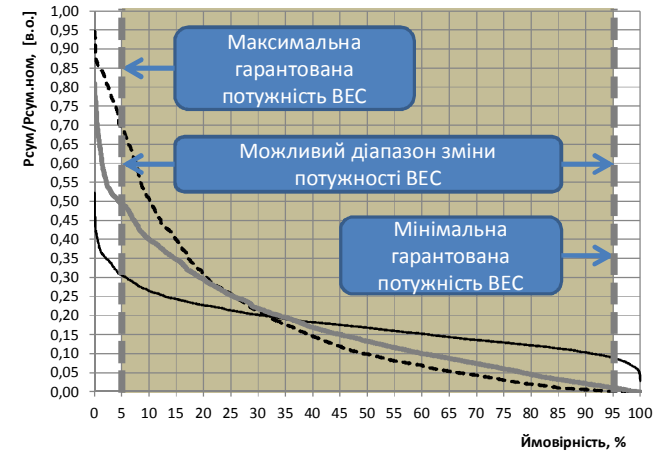
Враховуючи, що дослідження надійності самих ВЕУ виходить за рамки цього розділу, надалі сконцентруємо увагу на визначенні гарантованої потужності ВЕС із врахуванням тільки характеристик вітрових навантажень, прийнявши технологічний коефіцієнт готовності, рівний 0,95. Тоді під гарантованою потужністю ВЕС будемо розуміти потужність, імовірність появи якої у будь-який випадково обраний момент часу становить не менше ніж 0,95.

Авторами пропонується розширити поняття гарантованої потужності ВЕС і ввести поняття мінімальної та максимальної гарантованих потужностей.

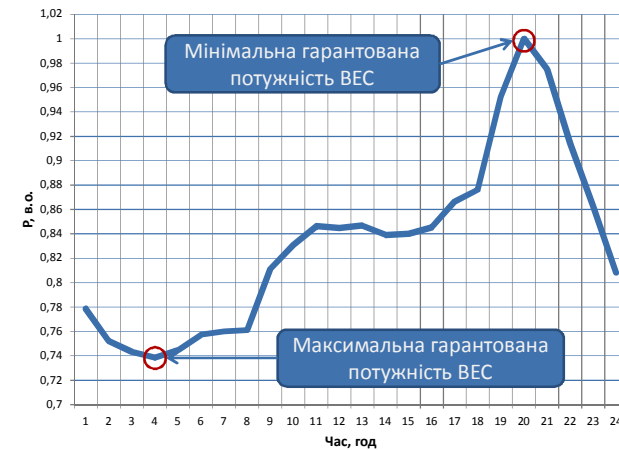
Під *мінімальною гарантованою потужністю* мається на увазі мінімальна потужність ВЕС, імовірність появи якої становить 0,95. Тобто можна стверджувати, що з імовірністю 95 % потужність ВЕС буде не менша, ніж значення мінімальної гарантованої потужності. Ця потужність враховується при покритті точки максимуму навантаження в добовому графіку навантаження. Однією з особливостей ОЕС України є, зокрема, відсутність можливості розвантаження АЕС у години проходження мінімуму добового графіка навантаження, тому використаємо нове поняття максимальної гарантованої потужності. Це поняття пропонується використовувати в точці мінімуму графіка навантаження. Під *максимальною гарантованою потужністю* мається на увазі потужність, яка з імовірністю 95 % не буде перевищена у будь-який випадково обраний момент часу. Тобто можна стверджувати, що потужність ВЕС не перевищить значення «максимально гарантованої потужності» з імовірністю 95 % (рис. 4.22).

Таке розділення обумовлено тим, що в точці максимуму навантаження необхідно розв'язати задачу покриття максимуму навантаження, а в точці мінімуму навантаження, враховуючи зазначені особливості структури генерації в ОЕС України, необхідно забезпечити відповідні потужності для компенсації надлишків активної потужності.

Таким чином, за сучасних технологій ВЕС можуть бути спроектовані та керовані так, щоб задовольняти усім вимогам експлуатації ЕС: підтримувати бажаний режим проходження провалів напруги, виконувати регулювання реактивної потужності та напруги в своїй мережі та брати участь у системному регулюванні активної потужності та частоти тощо.



а



б

Рис. 4.22. Приклади визначення (а) та використання (б) мінімальної та максимальної гарантованих потужностей ВЕС

4.3.2. Врахування особливостей роботи сонячних електричних станцій при моделюванні електричних мереж

Працюючі електростанції на базі ВДЕ, як правило, локалізовані за регіональними критеріями і уже створюють досить значну стосовно теплової генерації частку в певних регіонах (південь

України). При цьому, враховуючи флюктуаційний характер роботи СЕС та ВЕС, у цих регіонах виникають, а в майбутньому будуть тільки погіршуватись відомі проблеми, пов'язані з підтриманням балансів активної/реактивної потужностей, коливанням напруги та з погіршенням інших режимних параметрів [25, 26]. Стосовно ВЕС, частково проблеми, обумовлені флюктуаційним характером їх роботи, можуть бути вирішені за допомогою прогнозування (коротко- та довгострокового). Для СЕС якісне прогнозування виконати на порядок складніше, оскільки генерування СЕС сильно залежить від докладної інформації про ступінь, структуру, рівні та рух існуючих хмар у безпосередній близькості від об'єкта сонячної генерації. Тому зупинимось на питаннях, пов'язаних з аналізом характеру роботи сонячних електростанцій на базі вимірів та виявленням певних схожих тенденцій у їх поведінці.

Дослідження було проведено на базі вимірів для восьми СЕС загальною встановленою потужністю 390 МВт. З метою дотримання умов конфіденційності усі назви реальних СЕС змінено. Потужність цих СЕС наведено у табл. 4.1. Усі проаналізовані виміри можна розділити на два класи: *I клас* – інтегральні виміри з частотою 1 год протягом одного року (приблизно); *II клас* – «швидкі» виміри з частотою 10 с/1 хв протягом декількох днів.

Таблиця 4.1

Потужність та структуризація вимірів по СЕС,
що досліджувались

Енергосистема, область	СЕС	Потужність СЕС, МВт	I клас	II клас	
			Заміри з частотою 1 год	Заміри з частотою 1 хв	Заміри з частотою 10 с
Південна ЕС	СЕС-1	43,1	Частково	+	-
	СЕС-2	43,0	+	+	-
	СЕС-3	43,4	Частково	+	-
Дніпровська ЕС	СЕС-4	31,0	Частково	+	-
Кримська ЕС	СЕС-5	85,0	+	+	+
	СЕС-6	30,0	+	+	+
	СЕС-7	7,5	+	+	+
	СЕС-8	107,0	+	+	+

«+» – виміри наявні повністю, «-» – виміри відсутні.

Аналіз сезонного коливання потужності СЕС. Аналіз вимірів СЕС з дискретністю 1 год протягом року проведено з метою виявлення сезонних залежностей, визначення реальної середньої потужності за рік та за кожен характерний період року (осінь, зима, весна, літо). Виконано аналіз коливання потужності СЕС протягом року. Приклад одного з графіків наведено на рис. 4.23 (для СЕС-8).

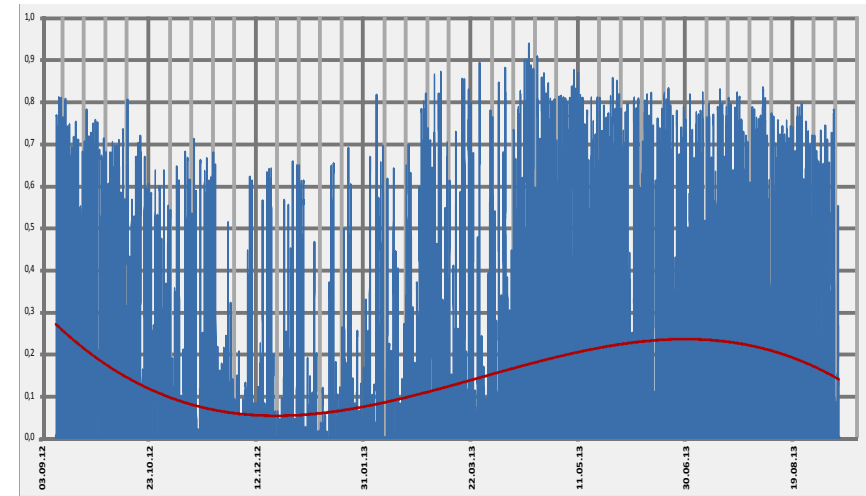


Рис. 4.23. Приклад сезонних коливань потужності СЕС

На рис. 4.23 по осі абсцис відкладено час, за який проводились виміри, по осі ординат – активну потужність СЕС (у в.о.), зафіксовану на цей момент часу. Узагальнену інформацію обробки даних вимірювань щодо усіх СЕС, які досліджуються, зведено до табл. 4.2.

Наведені графік та таблиця, по-перше, ілюструють сезонність виробітку електричної енергії СЕС протягом року. По-друге, з графіка видно, що максимальна «межа потужності» СЕС (за винятком лише окремих викидів) протягом року не перевищує 90 % від її встановленої потужності. А здебільшого генерація СЕС протягом року не перевищує 80 % від встановленої потужності.

Далі, з урахуванням того, що потужність СЕС протягом року не перевищує 80 % від встановленої, проаналізуємо розподіл максимальної пікової потужності СЕС за годинами доби. Для проведення такого аналізу було побудовано усереднену (на базі максимальних значень генерації усіх восьми СЕС, що досліджуються)

добову криву максимальної генерації СЕС для сонячного безхмарного дня, зображену на рис. 4.23.

Таблиця 4.2

Узагальнені дані обробки вимірювань СЕС

СЕС	Середня потужність за сезон, в.о.				Середня потужність за рік, в.о.
	Осінь	Зима	Весна	Літо	
СЕС-1	-	0,073	0,194	0,218	0,152
СЕС-2	0,138	0,054	0,197	0,220	0,156
СЕС-3	-	-	-	0,224	-
СЕС-4	-	-	-	0,202	-
СЕС-5	0,013	0,000	0,173	0,210	0,100
СЕС-6	0,137	0,043	0,185	0,208	0,144
СЕС-7	0,157	0,067	0,201	0,227	0,164
СЕС-8	0,141	0,058	0,185	0,206	0,148

На рис. 4.24 також відображено коефіцієнти масштабування генерації СЕС стосовно встановленої потужності за годинами доби. Наприклад, на 13 год у сонячний безхмарний день усереднена максимальна потужність восьми СЕС становить 77 % від встановленої потужності, що повністю відповідає результатам попередніх досліджень. Таким чином, якщо необхідне значення максимальної генерації СЕС, наприклад на 17 год для СЕС встановленою потужністю 100 МВт, то для літнього періоду (і безхмарної погоди) вона може бути прийнята приблизно 36 МВт.

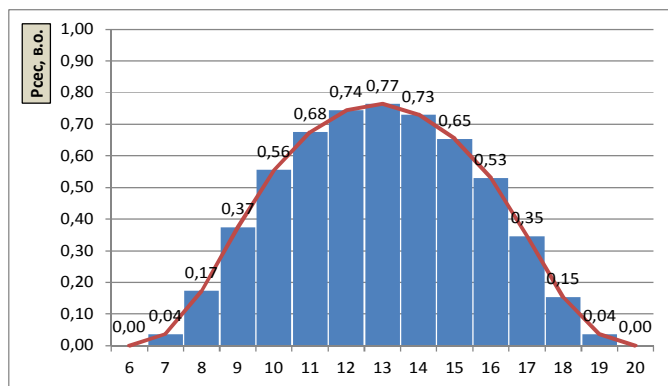
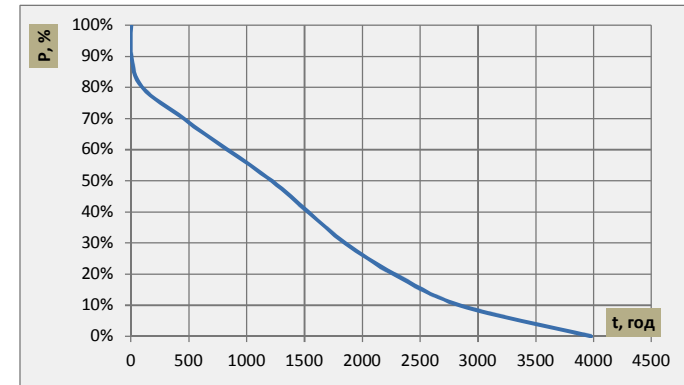
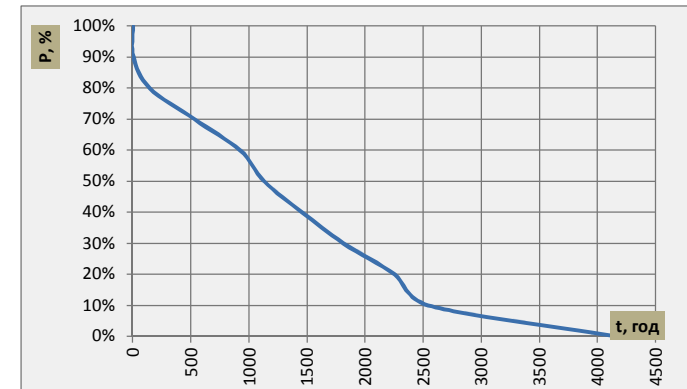


Рис. 4.24. Розподіл максимальної пікової потужності СЕС за годинами доби

Аналіз використання потужності СЕС за рік. Дані вимірів дали змогу побудувати графіки потужностей СЕС за тривалістю. Графіки побудовано тільки для світлого періоду доби (зимовий період з 8:00 до 16:00; літній – з 06:00 до 20:00), приклад для СЕС «СЕС-8» та «СЕС-6» наведено на рис. 4.25.



СЕС-8
а



СЕС-6
б

Рис 4.25. Ілюстрація графіків потужностей СЕС за тривалістю

Таблиця 4.3

Тривалість роботи СЕС з потужністю 70-80 %
від встановленої

СЕС	80 % від встановленої потужності та більше		70 % від встановленої потужності та більше	
	год	час на рік, %	год	час на рік, %
СЕС-5	61	1	370	9
СЕС-6	146	4	530	13
СЕС-8	96	2	453	11

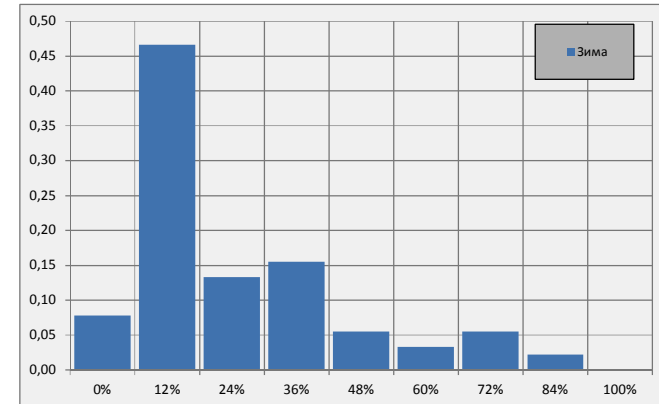
Аналіз графіків на рис. 4.25 та даних табл. 4.3 показав, що тривалість роботи СЕС потужністю 90...100 % від встановленої наближається до нуля протягом року. Тривалість роботи СЕС потужністю 80 % становить 100...150 год за рік (2...4 % від загальної тривалості роботи СЕС). Тривалість роботи СЕС потужністю 70 % становить 400...600 год (10...13 %).

Аналіз групових частот генерації СЕС за годинами для різних періодів року. Виконано аналіз ймовірності появи певних потужностей СЕС на базі аналізу статистичної інформації щодо вимірів потужності. Зокрема, проведено аналіз ймовірності появи певної потужності у задані години протягом характерних періодів року. Наприклад, проаналізовано як змінюється потужність СЕС в годину максимальної генерації (на 13:00 год) для періодів «літо» та «зима». Враховуючи стислі рамки викладення матеріалу, результати представлено лише для СЕС-6 (рис. 4.26) та для СЕС-8 (рис. 4.27) на 13 год для періодів «зима» та «літо» відповідно.

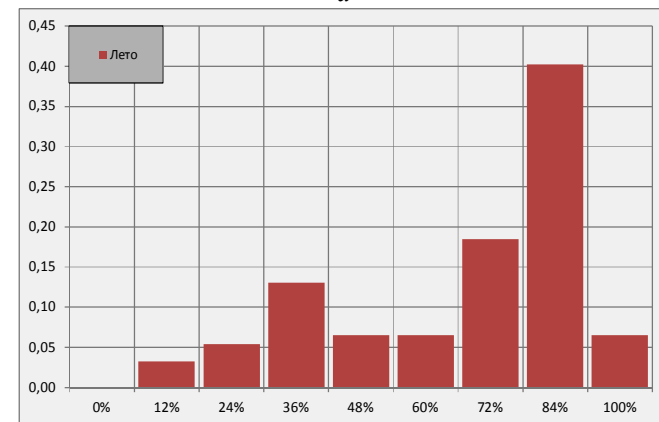
Результати аналізу гістограм групових частот свідчать, що на 13:00 у зимовий період найбільш ймовірна потужність СЕС перебуває в межах 10...30 %. На той час, як у літній період найбільша ймовірність потужності СЕС перебуває в діапазоні від 60...80 %. Одержані результати підтверджують зроблений раніше висновок щодо сезонної залежності генерації СЕС та дають змогу кількісно оцінити таку нерівномірність з точки зору статистичних спостережень.

На основі всебічного аналізу вимірів СЕС можна стверджувати, що максимальна генерація СЕС протягом року не перевищує 80 % від встановленої потужності сонячної електростанції. Для

розрахунку генерації СЕС на певну годину з метою моделювання перспективних режимів роботи енергосистем запропоновано коефіцієнти масштабування її генерації стосовно встановленої потужності за годинами доби за умови сонячної безхмарної погоди у літній період.



а



б

Рис 4.26. Групові частоти розподілу генерації СЕС-6 в характерні періоди року: а – зимовий; б – літній

На основі аналізу гістограм групових частот визначено, що в період максимальної генерації СЕС (на 13:00) взимку найбільш ймовірна потужність СЕС перебуває в межах 10...30 % від встано-

вленої. На той час, як у літній період найбільш ймовірне значення потужності СЕС перебуває в діапазоні від 60...80 %.

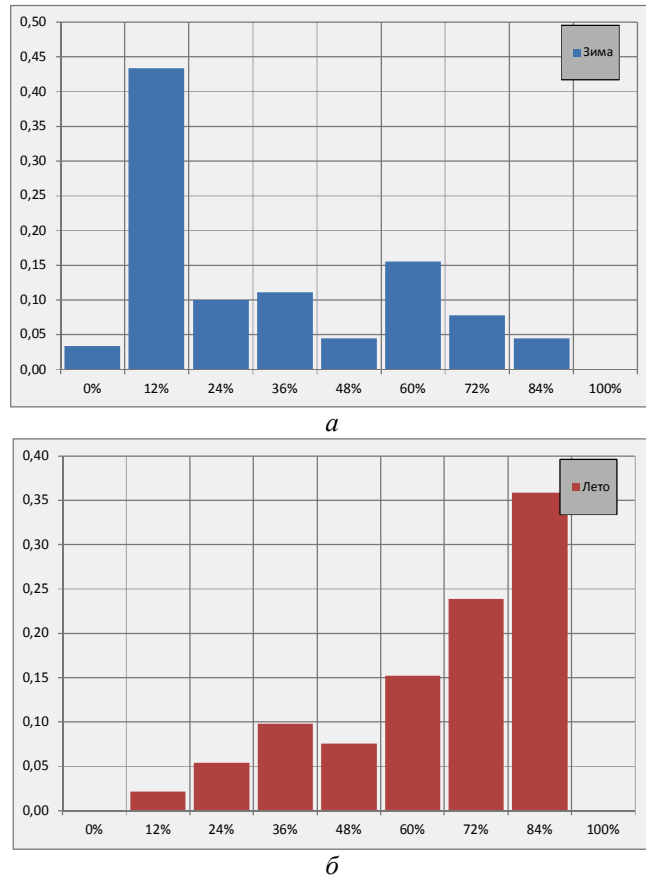


Рис. 4.27. Групові частоти розподілу генерації СЕС-8 в характерні періоди року: а – зимовий; б – літній

Максимальний рівень генерації СЕС протягом сонячного дня на різних навіть досить віддалених одна від одної СЕС може співпадати і підсумовуватись. Ймовірність такого співпадання залежить у першу чергу від погодних умов і влітку може виникати досить часто. Тобто з урахуванням попередніх висновків можна стверджувати, що всі СЕС у літній безхмарний день необхідно представляти потужністю 80 % від встановленої.

4.3.3. Режимні питання підключення відновлюваних джерел енергії до ЕМ

Протягом останніх років НЕК «Укренерго» було видано значну кількість ТЕО та ТЗ на приєднання відновлюваних джерел енергії. За наближеними оцінками ця потужність складає порядку 10 ГВт, значна частина якої буде зосереджена в південних енергосистемах. За таких умов виникає низка питань щодо врахування запланованих перспективних потужностей ВДЕ при виконанні проектних робіт по кожній конкретній СЕС або ВЕС.

З одного боку, взагалі не враховувати потужності ВДЕ, які тільки планується побудувати, і починати проектування «з чистого аркуша» – це не об'єктивний підхід. А з іншого боку, в разі включення хоча б половини запланованої перспективної потужності ВДЕ виникнуть значні проблеми як у мережах, так і в ОЕС України в цілому, не пов'язані з конкретною електростанцією. Таким чином, питання врахування додаткової потужності ВДЕ в околі тієї станції, що проектується, стає вкрай актуальним. Під додатковою потужністю ВДЕ будемо мати на увазі ВЕС та СЕС, розташовані в околі станції, що розглядається.

При врахуванні додаткової потужності ВДЕ необхідно виділити відповідні задачі, які виникають при моделюванні. Це задачі оперативного моделювання поведінки ВДЕ (розгляд ремонтних схем, аналіз питань стійкості тощо) та задачі перспективного моделювання ВДЕ (з перспективою на один, два, п'ять років наперед). Вони відповідають таким рамкам:

1. Короткострокова перспектива від 0,5...2 діб наперед (розглядання ремонтних схем, складання балансів на добу наперед і т.д.);
2. Довгострокова перспектива – на п'ять років наперед (увесь спектр задач перспективного планування).

У першому випадку (*короткострокова перспектива*) задача врахування додаткових потужностей ВДЕ вирішується за допомогою засобів прогнозування. Для ВЕС ця задача повністю вирішена, точність прогнозу вже досягла значення похибки менше 5 % і не викликає проблем, із СЕС ситуація дещо складніша, але її вирішення виходить за рамки цього розділу.

Запропоновано класифікацію впливу ВДЕ на енергосистему, виходячи з географічної віддаленості електростанцій. Зокрема, було

запропоновано три класи віддаленості з урахуванням взаємовпливу ВДЕ (табл. 4.4).

Таблиця 4.4

Класифікація впливу ВДЕ на енергосистеми

Клас	I	II	III
Рівень впливу	Системний	Регіональний	Локальний
Віддаленість	500 км та більше	50-500 км	До 50 км
Вплив на керування режимами ЕС	Планування резервів з активної потужності, складання балансів	Керування напругою та регулювання реактивної потужності, стійкість перетинів	Перевантаження мереж, рівні напруги в ремонтних схемах, КЗ, якість електроенергії

Перший клас для мереж України відповідає віддаленості 500 км та більше. У цьому класі проявляється вплив системного рівня, і він практично не залежить від віддаленості ВДЕ. Йдеться про вплив на регулювання частоти та активної потужності, коротко- та довгострокове планування резервів з потужності, складання балансів тощо.

Другий клас охоплює відстані від 50 до 500 км. Це регіональний рівень, на якому постають питання впливу ВДЕ на керування рівнями напруги, регулювання реактивної потужності, забезпечення стійкості перетинів.

Третій клас характеризується впливом на локальні проблеми електричних мереж. У цьому класі знаходяться географічні віддаленості до 50 км. Серед найбільш важливих аспектів у цьому класі – це спільне використання локальних електричних мереж 35...110 кВ, забезпечення рівнів напруги в ремонтних та ремонтно-аварійних схемах, режим проходження КЗ та проблема впливу ВДЕ на якість електроенергії, зокрема синусоїдальність напруги через генерацію вищих гармонік.

Врахування додаткової потужності ВЕС для задач перспективного планування. Ймовірність того, що усі ВЕС запрацюють на

повну потужність, досить мала і наближається до нуля [16]. З іншого боку, ВЕС, розміщені в невеликих географічних районах, можуть у певних часових діапазонах працювати на повну встановлену потужність. Тому з урахуванням того, що у цьому підрозділі розглядаються проблеми, пов'язані з напругою і наведеною вище класифікацією впливів ВДЕ, пропонується розглянути локальний рівень впливу ВДЕ з віддаленістю 50 км.

Таким чином, було виділено дві зони (рис. 4.28), для яких додаткову потужність ВЕС пропонується враховувати таким чином:

1. В околі 50 км (локальний рівень) враховувати «Максимальну гарантовану потужність», що відповідає Зоні-1.
2. Всі ВЕС поза локальною зоною (50 км) враховувати при моделюванні середньорічної потужності (Зона-2).

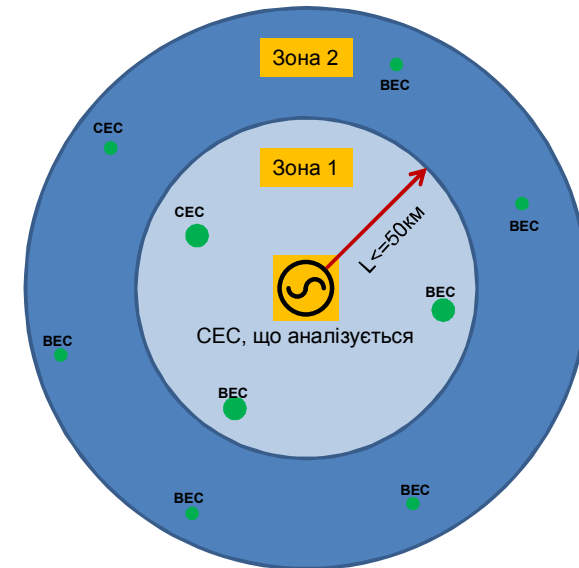


Рис. 4.28. Зони врахування інших ВДЕ в околі ВДЕ, що досліджується

Тобто всі ВЕС у Зоні-1 (локальна зона) при моделюванні задаються максимальною гарантованою потужністю, а всі інші ВЕС (Зона-2) – середньорічною потужністю. Методику обчислення максимально гарантованої потужності ВЕС розглянуто вище.

Врахування додаткової потужності СЕС для задач перспективного планування має свої особливості, основна з яких – це складності як коротко-, так і довгострокового прогнозування. Але, з іншого боку, ймовірність того, що в певному досить масштабному з географічної точки зору регіоні України буде сонячна безхмарна погода досить велика. Це значить, що всі СЕС у цьому регіоні можуть вийти на максимальний рівень, який у безхмарну погоду залежить тільки від сонячного випромінювання та температури навколишнього середовища.

На рис. 4.29 представлено суміщені графіки генерації восьми СЕС України.

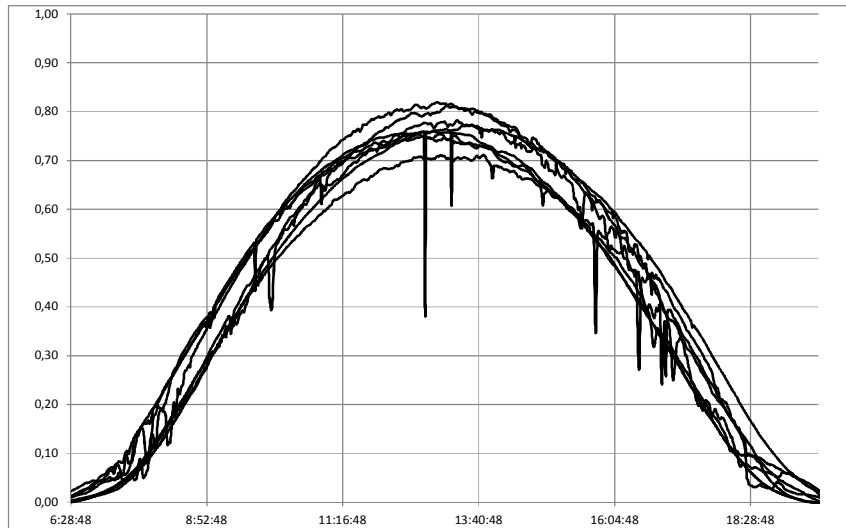


Рис. 4.29. Генерація восьми різних СЕС у сонячну безхмарну погоду для літа (у в.о.)

Отже, можна стверджувати, що максимальна потужність СЕС у безхмарну сонячну погоду для літнього періоду становить 0,7...0,8 в.о. від встановленої потужності усіх СЕС. Це корелюється з дослідженнями, виконаними у підрозділі 4.3.2.

На рис. 4.30 представлено суміщені графіки генерації СЕС протягом 15 зимових днів.

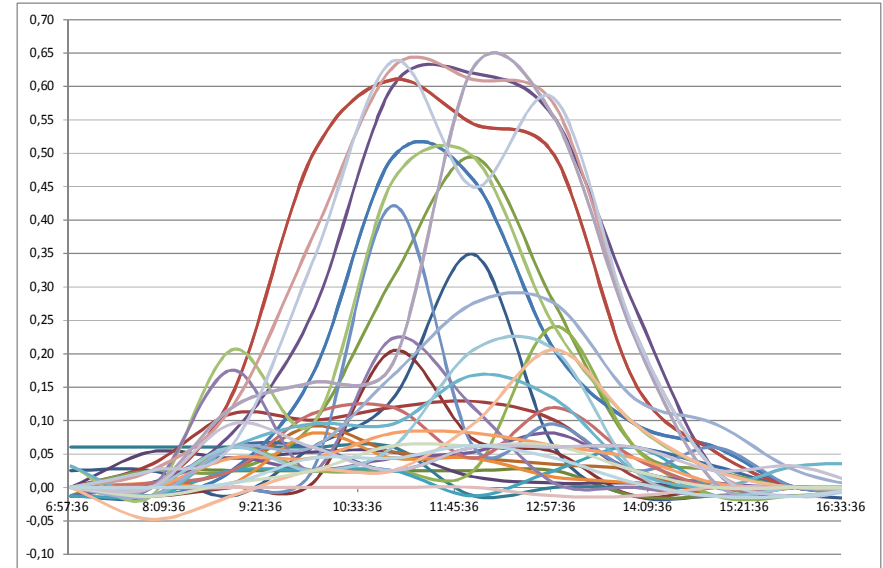


Рис. 4.30. Генерація СЕС у сонячну безхмарну погоду для зимового періоду

На основі аналізу графіка та з врахуванням результатів, отриманих у підрозділі 4.3.2, можна стверджувати, що максимальна потужність СЕС для зимового періоду не перевищує 0,60...0,65 від встановленої потужності. Отже, на основі наведеного вище для проектування пропонується враховувати додаткову потужність СЕС таким чином:

- для літнього періоду $0,8 \cdot P_{\text{ном}}$ СЕС (на 13 год дня, для інших часових інтервалів необхідно скоригувати відповідно до табл. 4.4);
- для зимового періоду $0,6 \cdot P_{\text{ном}}$ СЕС.

При цьому віддаленість між СЕС не враховується, оскільки ймовірність повністю ясного безхмарного дня для півдня України досить значна. Тому існує досить значна ймовірність на відміну від ВЕС, що всі СЕС тимчасово запрацюють на повну потужність. Це необхідно враховувати при проектуванні електричних мереж.

Запропоновано підхід, який дає змогу врахувати додаткові потужності ВДЕ при виконанні всього спектра перспективних задач. Зокрема, ВЕС в околі 50 км від станції, що проектується, запропоновано враховувати «максимальною гарантованою потужніс-

тю», а всі інші ВЕС – «середньорічною». Сонячні електростанції запропоновано у літній період на 13 год представляти як 0,8 від встановленої потужності, а у зимовий як 0,6. Для інших часових інтервалів необхідно коригування за запропонованою схемою.

4.4. Режими за частотою в електричних мережах з нетрадиційним генеруванням

Відповідно до стратегії «20-20-20», запропонованої Європейською комісією [27], до 2020 р. передбачається проведення комплексних заходів, спрямованих на зменшення викидів парникових газів (на 20 %), збільшення частки ВДЕ в структурі генеруючих потужностей (на 20 %) та підвищення енергоефективності у країнах Європейського союзу (на 20 %). Відповідно до [28] в ОЕС України на період до 2030 р. також передбачається значне збільшення встановленої потужності ВДЕ. Враховуючи відмінність властивостей, що притаманні цим станціям, порівняно зі станціями з традиційними синхронними генераторами, істотне збільшення встановленої потужності електростанцій на ВДЕ безумовно призведе до зміни динамічних характеристик енергосистем та їх об'єднань, зокрема, в частині регулювання частоти та активної потужності.

Іншим чинником, що впливає на якість регулювання частоти в енергосистемі, є збільшення частки безінерційного навантаження, яке все більше використовується як в мережах промислових, так і комунально-побутових споживачів. На відміну від асинхронних двигунів, які дають змогу обмежити швидкість зміни частоти [1, 29] за рахунок зміни кінетичної енергії їх обертових мас, збільшення частки таких споживачів у сумарному графіку навантаження спонукає до збільшення швидкості зміни частоти на етапі інерційного відгуку. З урахуванням наведеного, визначення впливу електростанцій на ВДЕ та безінерційного навантаження на зміну частоти в динамічних режимах енергосистем є важливою та актуальною задачею.

З метою визначення впливу ВДЕ на зміну частоти, що відбувається на етапі інерційного відгуку, розглянемо більш детально реакцію елементів ОЕС на зміну частоти в її генеруючій та споживаючій частинах. Як відомо, виникнення небалансу активної поту-

жності призводить до відхилення частоти в енергосистемі, наслідком чого є встановлення балансу активних потужностей при новому значенні частоти. У початковий момент часу (протягом 3-4 с після виникнення збурення) небаланс активної потужності компенсується кінетичною енергією обертаючих мас генераторів і двигунів при пониженому значенні частоти за рахунок інерційного відгуку цих елементів. На цьому етапі (до початку дії автоматичних регуляторів швидкості турбін – активації первинного регулювання) швидкість зміни частоти визначається інерцією ОЕС та величиною збурення. Викликає інтерес одержати залежність між цими величинами у разі виникнення стрибкоподібного небалансу активної потужності. Для цього звернемося до відомого рівняння руху ротора синхронного генератора [1, 29]:

$$J \frac{d\omega_{\text{мех}}}{dt} = \Delta M = M_{\text{мех}} - M_{\text{ел}}, \quad (4.7)$$

де J – сумарний момент інерції генератора та турбіни, кгм^2 ; $\omega_{\text{мех}}$ – механічна кутова швидкість обертання, рад/с ; ΔM – момент прискорення або гальмування (залежно від знака ΔM), Нм ; $M_{\text{мех}}$ – механічний момент турбіни, Нм ; $M_{\text{ел}}$ – електричний момент генератора, Нм .

Стала інерції H генератора визначається відношенням кінетичної енергії обертових мас до базисної потужності $S_{\text{баз}}$ [29]:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_0^2}{S_{\text{баз}}}, \quad (4.8)$$

де ω_0 – номінальна кутова швидкість обертання, рад/с ; $S_{\text{баз}}$ – базисна потужність, МВА .

Визначимо з (4.8) момент інерції J і підставимо його в (4.7). Враховуючи зв'язок між електричною $\omega_{\text{ел}}$ та механічною $\omega_{\text{мех}}$ кутовими частотами обертання ротора $\omega_{\text{ел}} = p \omega_{\text{мех}}$, де p – кількість пар полюсів, можна записати:

$$2H \frac{d\omega_{\text{ел}^*}}{dt} = M_{\text{мех}^*} - M_{\text{ел}^*}, \quad (4.9)$$

де $\omega_{\text{ел}^*}$ – електрична кутова частота обертання ротора, приведена до частоти ω_0 , в.о.; $M_{\text{мех}^*}$, $M_{\text{ел}^*}$ – механічний та електричний моменти, приведені до базисної потужності $S_{\text{баз}}$, в.о.

Беручи до уваги, що у відносних одиницях $M_{\text{мех}^*} = P_{\text{т}^*}$ та $M_{\text{ел}^*} = P_{\text{г}^*}$ [29], де $P_{\text{т}^*}$, $P_{\text{г}^*}$ – потужності турбіни та генератора у в.о., запишемо (4.9) для усталеного режиму у такому вигляді:

$$2H \frac{d\omega_{\text{ел}^*}}{dt} = P_{\text{т}^*} - P_{\text{г}^*}$$

або

$$\frac{d\omega_{\text{ел}^*}}{dt} = \frac{1}{2H} (P_{\text{т}^*} - P_{\text{г}^*}). \quad (4.10)$$

У масштабах ОЕС (4.10) можна записати таким чином:

$$\frac{d\omega_{\text{ел}^*}}{dt} = \frac{1}{2H_{\text{сист}}} (P_{\text{т}\Sigma^*} - P_{\text{г}\Sigma^*}). \quad (4.11)$$

де $H_{\text{сист}}$ – стала інерції ОЕС; $P_{\text{т}\Sigma}$, $P_{\text{г}\Sigma}$ – сумарні потужності турбін та генераторів, в.о. Як видно з (4.11), на етапі інерційного відгуку швидкість зміни частоти визначається двома складовими: інерцією ОЕС та небалансом активної потужності.

Для визначення впливу ВДЕ на зміну частоти в ОЕС України проведено розрахункові дослідження для різних сценаріїв перспективного розвитку вітчизняної енергосистеми, які охоплюють як розвиток традиційних генеруючих потужностей, що визначають інерцію ОЕС, так і електростанцій на ВДЕ. Для цього створено цифрову комплексну модель ОЕС України, в якій враховані моделі мереж 750-110 кВ, а також систем автоматичного регулювання на системному та об'єктному рівнях керування.

Необхідно зазначити, що прогноз розвитку ВДЕ на довгострокову перспективу є дуже складною та комплексною задачею. У першому наближенні для створення сценаріїв розвитку встановленої потужності ВДЕ (песимістичний та оптимістичний) для перспективних років (табл. 4.5) були використані дані, наведені в [2].

На основі наведених даних та з урахуванням перспективного розвитку електростанцій на ВДЕ в ОЕС України також розроблені характерні режими навантаження в масштабах добового графіка, а саме:

- весняний паводок – характеризується значною часткою ГЕС у загальній структурі генерації, що витісняє ТЕС з загального

балансу; потужність генерації СЕС та ВЕС дорівнює 90 % від їх встановленої потужності;

- літо, максимум – потужність генерації СЕС та ВЕС складає 90 % від їх встановленої потужності;
- літо, мінімум – генерація СЕС становить 0 %, а генерація ВЕС – 90 % від встановленої потужності;
- зима, максимум – генерація СЕС становить 0 %, генерація ВЕС – 90 % від встановленої потужності;
- зима, мінімум – потужність генерації СЕС та ВЕС дорівнює 90 % від їх встановленої потужності.

Таблиця 4.5

Розвиток встановленої потужності ВДЕ для перспективних років

Рік	2020		2025		2030	
	Песим.	Оптим.	Песим.	Оптим.	Песим.	Оптим.
ГВт	1,40	9,00	2,30	9,90	6,00	10,70

Розраховані значення навантаження для цих режимів наведені в табл. 4.6.

Таблиця 4.6

Навантаження ОЕС України для характерних режимів

Сценарій	Літо, мін.	Зима, мін.	Зима, макс.	Літо, макс.	Весн. паводок
ГВт	19,6	25,3	38,1	28,4	21,2

На базі контрольних замірів НЕК «Укренерго» для поточного року та з урахуванням встановленої потужності традиційної генерації, мінімального складу генеруючих блоків на електростанціях в ОЕС України, розроблених сценаріїв розвитку генерації ВДЕ та режимів навантаження для перспективного року були визначені сценарії розвитку потужності генерації електростанцій в ОЕС України, наведені в табл. 4.7. Кількість блоків АЕС та ТЕС, що знаходяться в роботі для кожного розрахункового сценарію, різні. В режимах зимового максимуму та мінімуму навантаження генерація АЕС сягає максимально можливого значення, що забезпечується

13-ма блоками потужністю 1000 МВт (з урахуванням перспективного будівництва третього та четвертого блоків на Хмельницькій АЕС) та чотирма блоками потужністю 220 МВт на Рівненській АЕС.

Таблиця 4.7

Сценарії розвитку генеруючої потужності

Генерація, МВт	2027									
	Песимістичний					Оптимістичний				
	Весн. павод.	Літо, макс.	Літо, мін.	Зима, макс.	Зима, мін.	Весн. павод.	Літо, макс.	Літо, мін.	Зима, макс.	Зима, мін.
АЕС	8960	10360	10360	13840	13840	7950	10000	9880	13840	13840
ТЕС	7891	11731	11526	17416	11926	6081	9926	9606	15666	9966
ГЕС	3078	2760	420	4053	270	2835	2026	330	3360	240
ГАЕС	0	2334	-1978	2808	-1978	0	1400	-2398	2622	-3821
ВДЕ	3807	4160	2541	3446	4008	7645	7998	5143	6048	7846
Разом	23736	31345	22869	41563	28066	24511	31350	22561	41536	28071

З метою визначення впливу значної частки генерації ВДЕ на зміну частоти в ОЕС України на етапі інерційного відгуку з використанням створеної комплексної моделі виконано моделювання перехідних процесів, що виникають у вітчизняній ОЕС для випадку відключення енергоблока потужністю 1000 МВт. Розглянемо більш детально отримані результати досліджень для песимістичного та оптимістичного сценаріїв розвитку ВДЕ для режиму весняного паводку, що характеризується максимальною часткою ВДЕ у структурі генерації. Встановлена потужність ВДЕ для цих сценаріїв складає 3807 та 7645 МВт, що відповідно становить 16 та 31,2 % від сумарної генерації ОЕС України. На рис. 4.31 зображені криві зміни частоти в ОЕС України та її похідної після відключення енергоблока від мережі, де суцільною лінією позначено зміну частоти для песимістичного, а штриховою – для оптимістичного сценаріїв розвитку ВДЕ.

Спочатку після виникнення збурення спостерігається максимальна швидкість зниження частоти в енергосистемі. Характер зміни похідної частоти для обох розрахункових сценаріїв схожий.

При цьому для сценарію оптимістичного розвитку ВДЕ значення похідної частоти на початку перехідного процесу є дещо меншим і складає $-0,235$ Гц/с через 1 с після відключення енергоблока. Це пояснюється зниженням загальної інерції енергосистеми, що відповідно до (4.11) спонукає до збільшення швидкості зміни частоти при виникненні збурення.

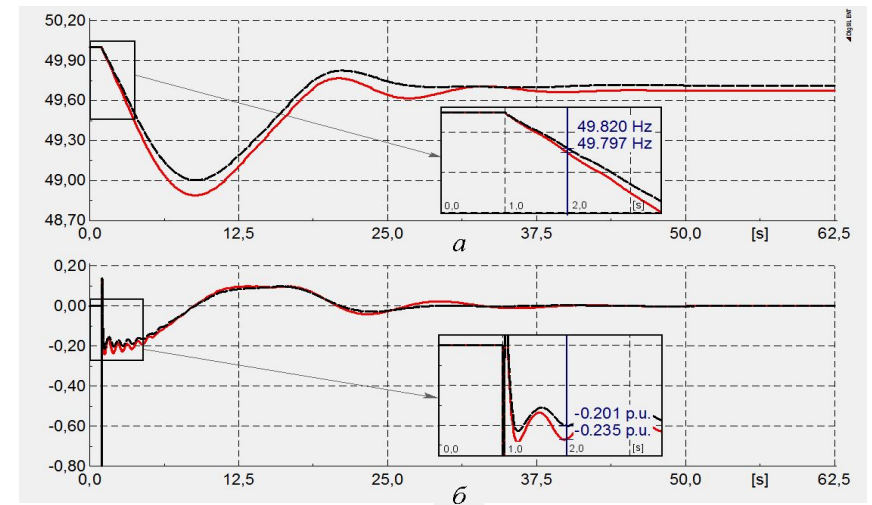


Рис. 4.31. Зміна частоти та її похідної в ОЕС України для випадку відключення енергоблока потужністю 1000 МВт

Найменше значення частоти для песимістичного та оптимістичного сценаріїв розвитку ВДЕ відповідно складає 49 та 48,89 Гц. Зниження частоти для сценарію оптимістичного розвитку ВДЕ обумовлено певними чинниками. Перш за все, це пов'язано зі зменшенням інерції енергосистеми та відповідним збільшенням швидкості зниження частоти. Вагомим чинником, що впливає на динамічне відхилення частоти, є зменшення резервів потужності первинного регулювання внаслідок збільшення частки електростанцій на ВДЕ в структурі генеруючих потужностей ОЕС України. Крім того, на зміну частоти на етапі первинного регулювання також впливають параметри налагодження автоматичних регуляторів швидкості окремих енергоблоків електричних станцій, а також регулюючий

ефект навантаження. Таким чином, визначення впливу зниження інерції енергосистеми на динамічне відхилення є комплексною задачею, розв'язання якої серед іншого також потребує створення відповідних моделей автоматичних регуляторів швидкості турбін, їх уточнення та верифікації.

Деякі результати розрахунків для розглянутих сценаріїв наведені в табл. 4.8, де прийнято такі позначення: $P_{ВДЕ}$ – частка ВДЕ в структурі генерації ОЕС України; f_{01} – значення частоти в ОЕС України через 1 с після виникнення дефіциту потужності; f_{min} – динамічне відхилення частоти. Як видно з наведених результатів досліджень, для кожного з розрахункових сценаріїв збільшення частки ВДЕ в структурі генерації призводить до збільшення швидкості зміни частоти при виникненні небалансу потужності. Більший вплив ВДЕ спостерігається в режимах мінімального навантаження. Винятком є режим зимового мінімуму навантаження, що характеризується майже однаковою структурою традиційної генерації для сценаріїв песимістичного та оптимістичного розвитку ВДЕ. Це зумовлено тим, що в рамках оптимістичного сценарію розвитку додаткова активна потужність, що генерується ВДЕ, споживається ГАЕС, агрегати яких працюють у режимі двигуна.

Таблиця 4.8

Результати розрахункових досліджень для песимістичного та оптимістичного сценаріїв розвитку ВДЕ

Параметр	2027									
	Песимістичний					Оптимістичний				
	Весн. павод.	Літо, макс.	Літо, мін.	Зима, макс.	Зима, мін.	Весн. павод.	Літо, макс.	Літо, мін.	Зима, макс.	Зима, мін.
$P_{ВДЕ}, \%$	16,04	13,27	11,11	8,29	14,28	31,19	25,51	22,80	14,56	27,95
$f_{01}, \text{Гц}$	49,82	49,856	49,856	49,893	49,878	49,797	49,841	49,847	49,89	49,878
$f_{min}, \text{Гц}$	49	49,1	49,16	49,3	49,2	48,89	48,95	49,1	49,29	49,1

Як свідчать результати проведених досліджень, збільшення частки ВДЕ в ОЕС України призводить до зменшення інерції ОЕС і, як наслідок, – до збільшення швидкості зміни частоти в енергосистемі при виникненні небалансу активної потужності. Проте, враховуючи розвиток генеруючої потужності традиційних електроста-

нцій, можна стверджувати, що інтеграція такої частки ВДЕ не призведе до значної зміни частоти в динамічних режимах, обумовлених відключенням енергоблока потужністю 1000 МВт в ОЕС України.

4.5. Локальне регулювання активної потужності

Збільшення встановленої потужності електростанцій на ВДЕ поряд з перевагами їх використання також призводить до виникнення низки проблем. З одного боку, розвиток елементів силової електроніки, які широко використовуються у сучасній вітровій та сонячній енергетиці, відкриває нові перспективні можливості щодо забезпечення гнучкої участі ВДЕ у керуванні режимами енергосистем, зокрема у автоматичному регулюванні частоти та перетоків активної потужності. З іншого боку, змінний та ймовірнісний характер потужності генерації цих станцій спонукає до ускладнення керування режимами ЕС та їх об'єднань, що серед іншого потребує збільшення обсягу обертових резервів активної потужності, залучення до складу системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) додаткових енергоблоків регулюючих теплових та гідравлічних електростанцій тощо.

Нині в Україні значне збільшення встановленої потужності СЕС спостерігається у Південній та Кримській ЕС, в яких вже відчувається значний вплив цих станцій на режими ЕС. Враховуючи зазначені вище чинники, подальше збільшення потужності генерації ВДЕ в ОЕС України потребує удосконалення автоматичного регулювання частоти та активної потужності шляхом побудови ієрархічної САРЧП, яка охоплює як загальносистемний, так і регіональний рівні керування. Регіональний рівень представлений локальним регулятором активної потужності (ЛРАП). Розглянемо більш детально організацію такого регулювання (рис. 4.32). На загальносистемному рівні керування використовується вітчизняна САРЧП SCADA/AGC/EMS, що знаходиться у диспетчерському центрі Національної енергетичної компанії (НЕК) «Укренерго», вхідними сигналами якої є фактична частота в ОЕС України f_{ϕ} та перетоки активної потужності $P_{пер}^{ОЕС}$ міждержавними лініями зв'язку з Єдиною енергетичною системою (СЕС) Росії та ОЕС Білорусі.

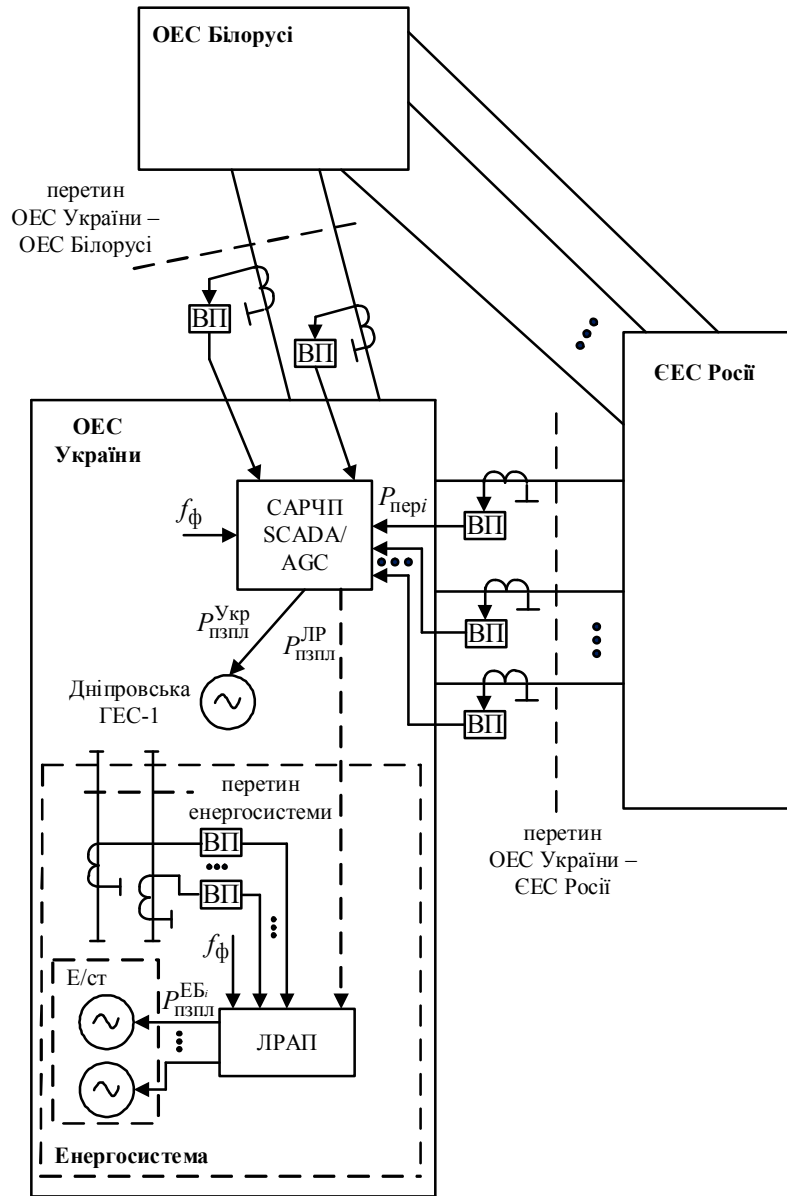


Рис. 4.32. Узагальнена структурна схема організації автоматичного регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України

Вимірювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі здійснюється відповідними вимірювачами потужності (ВП). На основі цих входних сигналів центральним регулятором САРЧП виробляються такі сигнали: позапланової потужності $P_{пзпл}^{ГЕС}$, що передається на станційну систему керування регулюючої Дніпровської ГЕС-1 (на рис. 4.32 не показано), та $P_{пзпл}^{ЛР}$, який є входним сигналом ЛРАП (регіональний рівень керування), що розташований у диспетчерському центрі ЕС. Входними сигналами ЛРАП є поточна частота f_{ϕ} та перетоки активної потужності $P_{пер}^{ЕС}$ за перетином ЕС, що контролюється. На основі входних сигналів на виході регулятора формуються сигнали позапланової потужності $P_{пзпл}^{ЕБi}$, що передаються на i енергоблок регулювальної станції, $i=1, \dots, n$, який бере участь у автоматичному регулюванні частоти. Таким чином, ЛРАП повинен забезпечувати підтримання заданого перетоку за перетином ЕС, що контролюється, шляхом зміни потужності енергоблоків регулюючих електростанцій, які входять до складу цієї системи. Очевидно, що на таких станціях повинні забезпечуватись необхідна маневреність регулювальних блоків, а також підтримання вторинних резервів, які будуть використовуватись ЛРАП ЕС. Зазначимо, що така організація автоматичного регулювання частоти дасть можливість зменшити вплив ймовірнісної потужності електростанцій на ВДЕ на зміну перетоків активної потужності лініями електропередачі та як наслідок обмежити вплив генерації ВДЕ на режими сусідніх ЕС.

З урахуванням запропонованої ієрархічної структури організації автоматичного регулювання частоти розроблено модель ЛРАП, структурна схема якого зображена на рис. 4.33. Входними сигналами ЛРАП є перетоки активної потужності $P_{пер}^{ЕС}$ за перетином ЕС, що контролюється, фактична частота в ЕС f_{ϕ} , а також позапланова складова активної потужності від САРЧП ОЕС України $P_{пзпл}^{ЛР}$.

На основі вимірюваних перетоків потужності $P_{перl}^{ЕС}$ окремими ЛЕП, які входять до складу контрольованого перетину ЕС, визначаються поточне сальдо перетоків ЕС $P_{пер}^{сд} = \sum_l P_{перl}^{ЕС}$, а також його відхилення $\Delta P_{пер}^{ЕС}$ стосовно заданого значення $P_{пер}^{сд.зд}$. Крім того, в

ЛРАП також визначається відхилення частоти Δf стосовно заданої уставки $f_{зд}$.

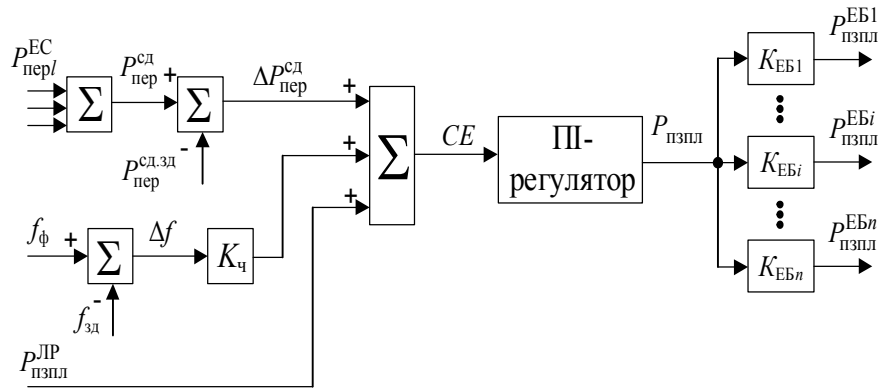


Рис. 4.33. Структурна схема локального регулятора активної потужності

Регулювання активної потужності за контрольованим перетином здійснюється за таким критерієм:

$$CE = (P_{пер}^{сд} - P_{пер}^{сд.зд}) + K_{ч}(f_{\phi} - f_{зд}) + P_{пзпл}^{ЛР}$$

або

$$CE = \Delta P_{пер}^{сд} + K_{ч}\Delta f + P_{пзпл}^{ЛР},$$

де CE – помилка регулювання (control error); $K_{ч}$ – коефіцієнт коригування перетоку за частотою.

На вхід пропорційно-інтегрального (ПІ) регулятора подається значення помилки регулювання CE , на основі якої визначається позапланова складова активної потужності $P_{пзпл}$:

$$P_{пзпл} = K_p CE + K_I \int_{t_1}^{t_2} CE dt,$$

де K_p , K_I – коефіцієнти передачі пропорційної та інтегральної ланок регулятора; t_1 , t_2 – межі інтегрування (інтервал контролю значень f_{ϕ} та $P_{перл}^{EC}$).

Далі, відповідно до коефіцієнтів часткової участі (КЧУ) енергоблоків регулюючої станції у автоматичному регулюванні частоти здійснюється розподіл позапланової складової $P_{пзпл}$ між цими блоками. Так, позапланова складова активної потужності $P_{пзпл}^{ЕБi}$, що передається на i регулюючий блок, визначається як

$$P_{пзпл}^{ЕБi} = K_{ЕБi} P_{пзпл}, \quad i = 1, \dots, n$$

де $K_{ЕБi}$ – КЧУ i енергоблока у автоматичному регулюванні частоти.

При розподілі величини $P_{пзпл}$ мають виконуватись такі умови:

$$\sum_{i=1}^n K_{ЕБi} = 1$$

та

$$P_{пзпл} = \sum_{i=1}^n P_{пзпл}^{ЕБi},$$

що дасть змогу забезпечити коректний розподіл позапланової потужності між енергоблоками, які беруть участь у регулюванні частоти та потужності.

Таким чином, використання ЛРАП, який виробляє керуючі дії на регулювальні енергоблоки, в умовах значної генерації ВДЕ дає змогу забезпечити автоматичне регулювання частоти як на регіональному рівні, так і на рівні ОЕС України. Крім того, в перспективі до регулювання частоти також можуть залучатись динамічні накопичувачі енергії за умови їх впровадження, що дасть змогу зменшити вплив відновлюваної генерації на режими роботи ЕС за рахунок акумулювання (видачі) активної потужності накопичувачем енергії.

Для демонстрації роботи ЛРАП проведено дослідження його функціонування на прикладі розподільних мереж Одеської області, які характеризуються значною встановленою потужністю СЕС (рис. 4.34).

Основними вузлами мережі є Молдовська державна районна електростанція (ДРЕС), а також ПС 330 кВ «Котовська» та «Арциз». ЛРАП контролює перетік активної потужності по ПЛ 330 кВ «Молдовська ДРЕС-Котовська», який коригується з урахуванням поточного значення частоти, і виробляє керуючий сигнал на регулюючі енергоблоки Молдовської ДРЕС.

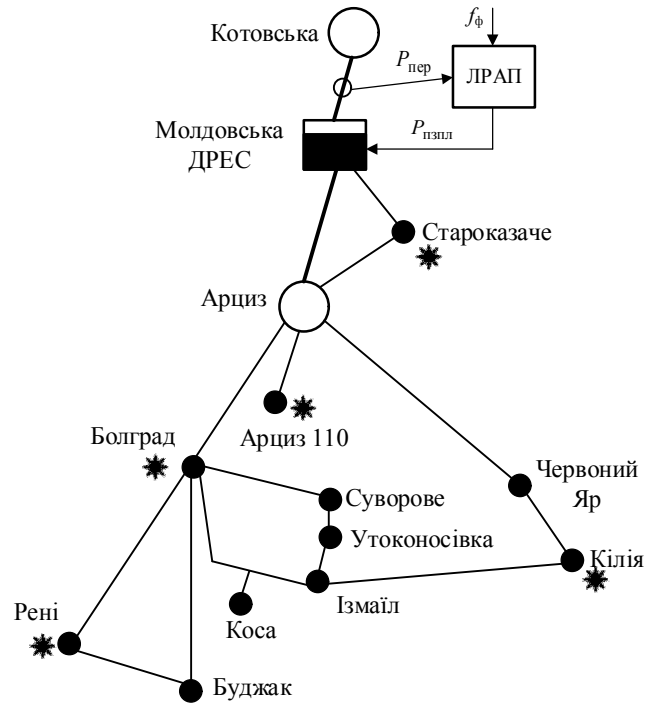


Рис. 4.34. Структурна схема розподільних мереж Одеської області з сонячними електростанціями

На рис. 4.34 показано, що живлення підстанцій 110 кВ мережі здійснюється від ПС 330 кВ «Арциз». Сонячні електростанції підключені до системи шин наступних підстанцій 110 кВ: «Рені», «Болград», «Кілія», «Арциз-110» та «Староказаче» і мають значний вплив на режими енергорайону.

В якості збурення розглядається зміна сумарної потужності генерації СЕС. Її залежність від часу показана на рис. 4.29, з якого видно, що найбільше значення потужності генерації СЕС спостерігається на 12-13 год доби. Це відповідає максимальній величині сонячного випромінювання в регіоні.

Отримані результати моделювання: зміна потужності генерації Молдовської ДРЕС та перетік потужності по ПЛ 330 кВ «Молдовська ДРЕС – Котовська» наведено на рис. 4.35 та 4.36.

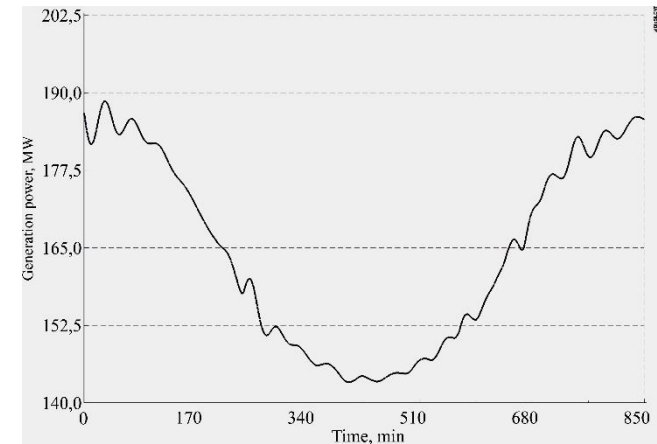


Рис. 4.35. Потужність генерації Молдовської ДРЕС

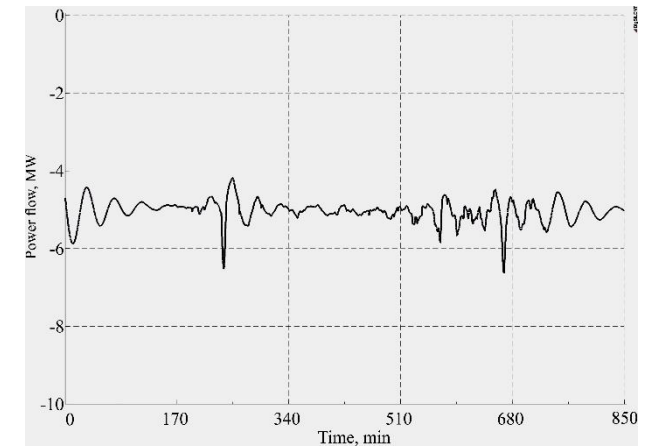


Рис. 4.36. Перетік потужності по ПЛ 330 кВ «Молдовська ДРЕС – Котовська»

З рис. 4.36 видно, що зміна потужності генерації СЕС спонукає до відхилення перетоку потужності по ПЛ, що контролюється ЛРАП. Як наслідок, локальний регулятор виробляє керуючий сигнал на регулюючу Молдовську ДРЕС з метою відновлення заданого

перетоку активної потужності. При цьому потужність генерації Молдовської ДРЕС (рис. 4.35) зменшується так, щоб забезпечити баланс активної потужності між генерацією та споживанням в області регулювання.

Таким чином, як свідчать отримані результати досліджень, застосування ЛРАП дає можливість зменшити зміни перетоку активної потужності, викликаних стохастичною природою електростанцій на ВДЕ. Підключення додаткових енергоблоків теплових та гідравлічних електростанцій до складу ЛРАП дасть змогу перерозподілити резерви між цими станціями, а отже, покращити якість регулювання частоти та активної потужності на локальних рівнях об'єднаної енергосистеми.

Перелік використаної літератури

1. *Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R.*, Power system dynamic. Stability and control // Second ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2008. – 630 p.
2. *Wilson D., Lubosny Z., Bialek J.W.* The impact of wind farms with fixed speed induction generators on grid damping in Northern Ireland, 2011. – 7 p. Access mode: http://psc.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/fp388.pdf.
3. *Wind Power in Power Systems*, edited by Thomas Ackermann: John Wiley & Sons, Ltd. – 2005. – 691 p.
4. *Anaya-Lara O., Jenkins N., Ekanayake J., Cartwright P., Hughes M.*, Wind energy generation. Modeling and control. John Wiley & Sons, Ltd. – 2009. – 269 p.
5. *Розрахунок граничних режимів роботи енергосистем з урахуванням вимог СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012* Стійкість енергосистем. Керівні вказівки.
6. *Ćuk V., Ribeiro P.F., Joseph F.G.* Considerations on the Modeling of Photovoltaic Systems for Grid Impact Studies // International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems. – 2011.
7. *Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж*. Проект. AF-Mercados EMI; Національна комісія з регулювання електроенергетики України; European Bank; EXERGIA; RAMBOLL. 2011.
8. *IEEE Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Compensators* // Redline, 2011. – 106 p.
9. *Reseau de transport d'electricite*. Generation Adequacy Report on the electricity supply demand balance in France // RTE, 2014. – 136 p.
10. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зайченко В.Б.* Аналіз режимів роботи мереж «київського кільця» за напругою в поточній та перспективній схемах ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 5. – С. 39–46.
11. *Ущановський К.В., Зайченко В.Б., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Теличко Р.К., Стелюк А.О.* «Вузькі місця» за напругою та планування резервів з реактивної потужності в ОЕС України // Новини енергетики. – 2010. – № 6. – С. 38–45.

12. *Ignacio J Ramirez-Rosado, L. Alfredo Fernandez-Jimenez, Cláudio Monteiro, Joao Sousa, Ricardo B.* Comparison of two new short-term wind-power forecasting systems // *Renewable Energy*. – 2009. – Vol. 34, Issue 7. – P. 1848–1854.
13. *Juban J., Fugon L., Kariniotakis G.* Uncertainty Estimation of Wind Power Forecasts // *Center for Energy and Processes*. – 2008. – P. 10.
14. *Boyle G.* Renewable Electricity and the Grid. The Challenge of Variability, September 2007, Earthscan
15. *Павловський В.В., Левконюк А.В.* Предельные режимы энергосистем. Метод Монте-Карло // *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр.* – К.: ІЕД НАН України. – 2008. – Вип. 19. – С. 24–33.
16. *Ramirez P, Carta J.A.* The use of wind probability distributions derived from the maximum entropy principle in the analysis of wind energy a case study // *Energy Conversion and Management* 47 (2005) 2564-2577.
17. *Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Танкевич Є.М., Гончаренко І.С.* Особливості стохастичного моделювання вітряних електричних станцій // *Техн. електродинаміка. Темат. випуск «Силова електроніка та енергоефективність»*. – 2012. – Ч.1. – С. 168–173.
18. *Перфильев Д.К., Койвуниеми А., Перхонен О., Бакман.* Динамическое моделирование работы ветроагрегатов в условиях сложного рельефа местности // *Электричество*. – 2012. – № 5. – С. 18–22.
19. *Mur Amada J., Bayod Rujula A.A.* Characterization of Spectral Density of Wind Farm Power Output // *9th Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU'2007)*, Barcelona, 2007. ISBN 978-84-690-9441-9.
20. *Characteristics of wind turbines Vestas.* Режим доступу: <http://www.vestas.com>
21. *Milligan M.* Modelling Utility-Scale Wind Power Plants. Part 2: Capacity Credit, *Wind Energy*. – 2001. – Vol. 3, Issue 4. – P. 167–206.
22. *Feldman S.* The Wind Power Variability // *Myth Gets Debunked*, // *SolveClimate*. – 2009. – P. 558.
23. *Инвестиционная программа ОАО «ОГК-1» II* Международная конференция «Инвестиционные проекты Большого Урала–2007. Режим доступу: <http://www.ogk1.com/ppt/presentation19/presentation19.pdf>

24. РУП «Минскэнерго». Режим доступу: <http://www.minskenergo.by/Index.asp>
25. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М.* Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах // *Техн. електродинаміка*. – 2011. – № 1. – С. 46–53.
26. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зоммер А.Е.* Аналіз впливу приєднання відновлюваних джерел електроенергії на рівні напруги електричних мереж // *Техн. електродинаміка. Темат. випуск «Силова електроніка та енергоефективність»*. – 2011. – Ч. 2. – С. 44–49.
27. *Focus on offshore wind turbines.* Access mode: <http://www.ngi.no/en/Selected-topics/Offshore-wind-turbines/Focus-on-offshore-wind-turbines/>
28. *Енергетична стратегія України на період до 2030 року.* Прогнозування балансів паливно-енергетичних ресурсів. – 2006. – 129 с. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145.doc>.
29. *Kundur P.,* Power system stability and control, McGraw-Hill, 1994.

Основні скорочення до розділу 4

АГ	– асинхронний генератор
АЕС	– атомна електростанція
БСК	– батарея статичних конденсаторів
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВЕС	– вітрова електростанція
ВП	– вимірювач потужності
ГЕС	– гідравлічна електростанція
ЛРАП	– локальний регулятор активної потужності
ОЕС	– об'єднана енергосистема
САРЧП	– система автоматичного регулювання частоти та потужності
СЕС	– сонячна електростанція
ТЕС	– теплова електростанція
ФГЕ	– фотогальванічний елемент
ФКП	– фільтрокомпенсуючий пристрій

РОЗДІЛ 5

ОПТИМІЗАЦІЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

5.1. Стратегія визначення оптимальних місць встановлення та потужності розосередженої генерації в електричних мережах

Розосереджена генерація (РГ) – це джерела електричної енергії, які з'єднані безпосередньо з розподільною електричною мережею (ЕМ) або підключені до неї з боку електроспоживачів [1]. Активне впровадження розосередженої генерації в електричні мережі розвинених країн світу пов'язане з необхідністю задовольнити постійно зростаючий попит на електроенергію та зумовлене суттєвими економічними, екологічними та технічними перевагами розосередженої генерації над об'єктами традиційної централізованої енергетики. Насамперед це значно менші капітальні витрати на будівництво електростанцій, зниження втрат електричної та теплової енергії при передаванні, підвищенні показників надійності та якості електропостачання [2, 3], врахування індивідуальних потреб споживачів та екологічно чисте виробництво електричної енергії, оскільки значна частина розосередженої генерації – це генеруючі установки, які виробляють електричну енергію на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), наприклад, сонце- та вітроелектричні станції (СЕС та ВЕС), міні-гідроелектростанції тощо.

Аналіз європейського досвіду показав, що частка генерації з використанням відновлюваних джерел енергії наближається, а в деяких країнах навіть перевищує 20 % від обсягу традиційної генерації. Так, виробництво електроенергії на електростанціях з ВДЕ досягає 40 % в Ірландії, 33 % у Данії, 28 % у Португалії та 25 % в Німеччині та Греції [4].

Варто зазначити, що згадані переваги не є абсолютними і підключення розосередженої генерації до електричної мережі в будь-

якому місці не гарантуватиме отримання всіх можливих переваг, а й навпаки, може викликати або посилити певні проблеми [1], зокрема: перевантаження елементів електричної мережі (ЛЕП, трансформаторів тощо); погіршення профілю напруги в електричній мережі; збільшення коливання напруги; збільшення дози флікера; виникнення гармонік вищих порядків; зниження ефективності роботи пристроїв релейного захисту та автоматики.

Таким чином, можна виділити умовні переваги, реалізація яких можлива завдяки розв'язанню задачі визначення оптимальних місць встановлення та потужності розосередженої генерації в електричних мережах (ВМПРГ). Умовними перевагами є: зменшення втрат електричної енергії в ЕМ; підвищення показників надійності та якості електропостачання; відтермінування модернізації електричної мережі.

На перший погляд місця підключення джерел розосередженої генерації, особливо тих, які жорстко залежать від первинних ресурсів, таких як вітер, сонце або гідроресурси, зумовлені наперед. Але якщо розібратися в цій проблемі трохи глибше, то виявиться, що це не зовсім відповідає дійсності. Існує багато ситуацій, коли неврахування локальних особливостей підключення або стану електромереж, у кращому випадку, призведе до значного зростання втрат електроенергії, а в найгіршому – заважатиме надійній експлуатації ЕМ. Останнє призведе до необхідності значних капітальних витрат на посилення ЕМ, що в свою чергу значно збільшить час окупності таких проектів. При цьому, як правило, поблизу можна знайти інші ділянки, які є більш оптимальними для розміщення джерел РГ.

Частка електроенергії, яка виробляється ВДЕ в Україні, складає близько 1 % від загальної кількості виробленої електроенергії. Однак протягом останніх років системним оператором України (НЕК «Укренерго») було видано значну кількість технічних завдань на виконання техніко-економічного обґрунтування та технічних умов приєднання ВДЕ до мереж Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. За наближеними оцінками йдеться про загальну встановлену потужність ВДЕ на рівні 7...10 ГВт, значна частина якої буде зосереджена в південній частині ОЕС України. За таких умов постає низка питань щодо оптимізації електричних мереж з РГ, створення математичних моделей РГ тощо. Проблема оптимального розміщення неповністю вирішена навіть у розвинених країнах. З

іншого боку, в Україні, де стан електричних мереж погіршується з кожним роком, а системний оператор та власники розподільних електромереж намагаються «перекласти» розвиток ЕМ на плечі інвесторів, така проблема стає вкрай актуальною. Таким чином, необхідною є розробка математичних моделей та методів для реалізації комплексного підходу розв'язання задачі оптимізації місць встановлення та потужності РГ.

5.1.1. Постановка задачі

Задача ВМПРГ є однією з першочергових, які мають бути розв'язані на етапі проектування ЕМ. Коректно вибрана точка підключення РГ до мережі та потужність агрегату можуть покращити роботу мережі та забезпечити додаткові економічні переваги як для споживачів, так і для постачальників електричної енергії [5, 6]. Ця задача є багатокритеріальною, оптимізаційною. У сучасних умовах вона ще більш ускладнюється, оскільки існує необхідність врахування не лише економічних інтересів постачальників та споживачів електричної енергії, а й можливих проблем на рівні системного оператора, які можуть виникнути через встановлення значних потужностей РГ. Як наслідок, виникає доцільність врахування наявності запасу пропускної спроможності ліній, якості електричної енергії тощо.

Оскільки значна частка РГ є ВДЕ, то важливим є врахування кліматичних особливостей місць розташування ЕМ.

Також не менш важливими складовими підходу до розв'язання задачі ВМПРГ є механізм врахування зміни конфігурації мережі внаслідок застосування тих чи інших ремонтно-аварійних схем роботи ЕМ та можливість застосування підходу до складнозамкнених ЕМ.

5.1.2. Критерії та обмеження

Розробка підходу до розв'язання задачі вимагає аналізу світового досвіду в області розв'язання цієї задачі. Особливу увагу необхідно звернути на формування переліку критеріїв та обмежень. Умовно критерії та обмеження можна розділити на технічні та економічні.

У розглянутих публікаціях найчастіше до технічних критеріїв та обмежень відносять: сумарні втрати потужності в мережі [7-14] та сумарну потужність самих джерел РГ [8, 13, 15], допустимі струми чи потужності в елементах мережі [11-13, 15-18], допустимі відхилення напруги у вузлах мережі [11-13, 15-20], видачу потужності у зовнішню мережу [18], загальну кількість та тип джерел РГ, підключених до мережі [15], кількість та потужність резервних блоків [18].

Як правило, вплив джерел РГ на втрати потужності в ЕМ та рівні напруги є основними критеріями, які враховуються майже в усіх роботах, пов'язаних з впровадженням РГ в ЕМ. Встановлення джерел РГ у розподільній ЕМ поблизу навантаження може змінювати напрямок перетоків потужності [21], що в свою чергу впливатиме на сумарні втрати потужності в мережі. З іншого боку, в розподільних ЕМ зниження напруги відбувається вздовж напрямку електропостачання споживачів, але при встановленні РГ напруга вздовж ЛЕП може збільшуватися завдяки зміні напрямків потоків потужності та зниженню навантаження живильного фідера. Встановлення РГ також значно впливає і на коливання напруги [1].

Економічні критерії та обмеження – це інвестиції у розвиток мережі та покриття втрат активної потужності [15], прибуток від встановлення та експлуатації РГ [17], приведені затрати на встановлення та експлуатацію комплексів РГ [18, 22].

Не можна розв'язувати задачу ВМПРГ, враховуючи лише один вид критеріїв та обмежень, оскільки отримане рішення буде оптимальним лише технічно чи економічно. Наприклад, з технічної точки зору найефективнішим розв'язанням цієї задачі буде розміщення джерел РГ у кожному пункті ЕМ та з величиною потужності, яка дорівнює потужності споживання у відповідних пунктах ЕМ. Проте таке рішення навряд чи можливо втілити на практиці. Воно не буде найефективнішим з економічної точки зору. У свою чергу найкращим розв'язком задачі з економічної точки зору (власника джерел РГ) є встановлення якомога меншої кількості джерел РГ при найбільшій потужності.

Технічні та економічні критерії й обмеження впливають на надійність, якість та безпеку електропостачання, тому необхідно обрати такі критерії й обмеження, які б адекватно характеризували оптимальність рішення зі встановлення джерел РГ в ЕМ як для вла-

сників електричних мереж, так і для інвесторів у розвиток ЕМ. Найважливіші технічні та економічні критерії й обмеження наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Найважливіші технічні та економічні критерії та обмеження

Назва	Характеристика
Втрати електроенергії в ЕМ (після точки балансової належності)	Джерела РГ безпосередньо впливають на втрати електроенергії ЕМ, до яких вони приєднані. Цей технічний критерій характеризує ефективність встановлення РГ з точки зору оператора розподільних мереж
Тип джерела РГ	Різні типи джерел РГ мають різні робочі характеристики. Наприклад, сонячні електростанції вночі не працюють, тоді як вдень потужність таких станцій змінюється в певних діапазонах, межі яких залежать від хмарності, положення Сонця тощо; вітроелектричні станції генерують потужність у будь-який час доби, проте вихідна потужність такої станції коливається в широких межах – від нуля під час шторму до встановленої при високих швидкостях вітру. Окрім цього різні типи генераторних установок мають різне регулювання реактивної потужності, різну вартість згенерованої електроенергії. Цей критерій характеризує роботу РГ у складі ЕМ і є одночасно технічним та економічним
Вартість встановлення та підключення електростанції з РГ до ЕМ	Цей економічний критерій характеризує вартість встановлення різних типів джерел РГ, вартість їх підключення до електричних мереж різних класів напруги, зміну вартості електроенергії в мережі
Відхилення напруги у вузлах ЕМ	Режимні параметри ЕМ, до якої приєднані джерела РГ, не мають виходити за допустимі межі. Наприклад, значення напруги на СШ має знаходитися в діапазоні $0,9 \dots 1,1 U_{ном}$; завантаження елементів має бути $\leq 100\%$
Завантаження елементів ЕМ	
Максимальна та мінімальна потужності джерел РГ	Діапазони, в яких може коливатися встановлена потужність кожного окремого та/або всіх джерел РГ разом. Наприклад, недоцільно розглядати варіанти впровадження РГ, сумарна потужність яких наближається або перевищує сумарну потужність навантаження. А для обмеження потужності РГ на кожній окремій шині можна використовувати критерії, що характеризуватимуть міцність прив'язки шини до мережі

Продовження табл. 5.1

Крок пошуку значення оптимальної потужності	Крок, з яким змінюється значення потужності РГ, безпосередньо впливає на кількість можливих розв'язків. Недоцільно визначати значення оптимальної потужності з точністю, наприклад, 0,5 кВт. Це збільшує кількість можливих схожих варіантів розв'язку задачі, а втілення такого розв'язку навряд чи буде технічно можливим. Найбільш доцільним є встановлення значення кроку потужності, яке є порівнюваним із потужністю агрегатів РГ або таким, щоб діапазон між мінімальною потужністю ділився на 5-10 кроків [6]
---	---

На основі набору таких критеріїв та обмежень, як характеристики впливу місця встановлення та величини потужності РГ на режимні параметри ЕМ (табл. 5.1) формується відповідна цільова функція. Варто зазначити, що складові цільової функції (ЦФ) мають бути порівнюваними між собою. Для цього необхідно ввести вагові коефіцієнти, а самі складові мають бути нормованими. Таким чином, після розробки системи критеріїв, обмежень та цільової функції необхідно вибрати оптимізаційний метод.

5.1.3. Оптимізаційні методи

Для розв'язання задачі ВМПРГ використовуються різні методи оптимізації, кожен з яких має свої переваги та недоліки.

У роботах [7, 10, 22] застосовуються безітераційні аналітичні методи. Суть їх полягає у визначенні екстремуму цільової функції шляхом виконання математичних перетворень розрахункових формул, що характеризують параметри усталеного режиму через потужність генерації на кожній з шин ЕМ. Після виконання таких перетворень можна отримати результуючу «формулу» для визначення оптимальної потужності РГ для кожної шини ЕМ. Перевагою аналітичних методів є відсутність проблеми збіжності розв'язку, яка є характерною для ітераційних методів. Недоліками таких методів є складність формування розрахункових формул та прийняття ідеалістичних припущень для спрощення процесу перетворення розрахункових формул. Наприклад, застосування значно спрощеної формули врахування сумарних втрат потужності в ЕМ [22]. Такі припущення можуть призвести до хибного розв'язання задачі ВМПРГ

при застосуванні аналітичних методів до реальних енергосистем (ЕС) [8].

Генетичні алгоритми (ГА) також досить широко застосовують для розв'язання такої задачі [12, 15, 19]. Вони є підвидом еволюційних алгоритмів та використовуються для розв'язання задач оптимізації шляхом моделювання природного відбору, схрещування та мутацій, які відбуваються при розмноженні живих організмів, є ефективними для пошуку оптимальних розв'язків у багатокритеріальних задачах. Наприклад, у роботі [18] у хромосомі закодована інформація про параметри моделі: потужності та кількості блоків у певний період часу, що обирається з представленого ряду випадковим чином. Задана кількість хромосом визначає особину, яка описується функцією пристосованості. У процесі еволюції накопичується генетичний матеріал і алгоритм швидко концентрується в околі оптимального розв'язку. До переваг генетичних алгоритмів можна віднести надійність, можливість працювати з дискретними та неперервними величинами, знаходження розв'язку поставленої задачі, не розглядаючи всіх комбінацій множини рішень. Генетичні алгоритми на відміну від градієнтних методів слабочутливі до локальних екстремумів. До недоліків ГА можна віднести передчасну або надмірно довгу збіжність, не завжди високу точність [24].

У роботах [11, 16, 25] для пошуку оптимальних місць встановлення РГ було застосовано метод рою часток. Цей метод заснований на особливостях поведінки групи живих організмів, наприклад, зграйки риб чи птахів. Елементи «зграї» називаються частками. У кожен момент часу (на кожній ітерації) частки знаходяться в просторі рішень і мають деяке положення, швидкість, напрямок та вагу. Під час переміщення кожна частка змінює своє положення, швидкість та напрямок, керуючись певними правилами, аби знайти найкраще положення. До переваг такого методу можна віднести простоту реалізації та швидшу збіжність, ніж мають ГА. Однак використання методу рою часток можливе лише при розв'язанні задач безумовної оптимізації [24]. Набули поширення також гібридні методи, що поєднують декілька підходів [8], наприклад, поєднання ГА та методу рою часток. Гібридні методи зазвичай є більш надійними та дають більш точні результати, проте вони потребують дуже великого обсягу обчислень [24].

Для розв'язання задачі ВМПРГ деякі дослідники застосовують метод послідовного перебору варіантів [9]. При цьому здійснюється перебір усіх можливих варіантів розміщення та потужності РГ в ЕМ. Поширення цього методу обмежене через величезну кількість обчислень, які необхідно здійснити. Певним розширенням методу повного перебору усіх можливих варіантів є використання індексів чутливості. При застосуванні методу чутливості [22] здійснюється перебір лише частини можливих варіантів. У цьому методі для кожної шини ЕМ, де теоретично можливе встановлення РГ, визначається індекс чутливості, який є значенням похідної від функції втрат потужності до згенерованої потужності РГ у вузлі ЕМ. На основі індексів чутливості вибирається шина з найбільшим значенням чутливості, до якої підключається РГ. Так, шляхом перебору варіантів визначається оптимальне значення потужності РГ. Простір можливих розв'язків при такому підході є значно меншим, а отже, і час, необхідний для виконання розрахунків, також значно зменшується. Проте за один етап роботи методу визначаються оптимальне місце встановлення та потужність лише для одного джерела РГ. За кілька етапів вказаний метод розв'язання задачі ВМПРГ може дати результат, який відповідатиме лише певному локальному мінімуму. Також цей метод не дає змоги враховувати певні обмеження в електричних мережах.

Ще одним із методів, що застосовується для розв'язання задачі ВМПРГ, є метод статистичних випробувань Монте-Карло [26]. Суть його [27] полягає у створенні моделі досліджуваного об'єкта та здійсненні спостереження за процесами, які відбуваються в моделі. Процеси, які відбуваються в об'єкті, моделюються шляхом багаторазових випробувань їх випадкових реалізацій відповідно до заданого закону розподілу випадкових величин. Також метод статистичних випробувань Монте-Карло використовується для розв'язання математичних задач, які не пов'язані з будь-якими випадковими величинами [28]. Перевагою методу є простий алгоритм його реалізації, можливість врахувати будь-які обмеження, нечутливість до локальних екстремумів, відсутність проблеми збіжності. Проте точність методу Монте-Карло прямо пропорційно залежить від кількості виконаних обчислень, а ефективність – від адекватності ЦФ, що використовується.

5.1.4. Врахування ремонтно-аварійних схем роботи мережі та стохастичного характеру роботи ВДЕ

Як зазначалося, важливими складовими підходу до розв'язання задачі ВМПРГ є механізми врахування ремонтно-аварійних схем роботи мережі та стохастичного характеру роботи ВДЕ. Врахування ремонтно-аварійних схем роботи ЕМ необхідне для отримання оптимального рішення із впровадження РГ в ЕМ не лише за нормальної схеми, а й за умови зміни конфігурації мережі у зв'язку з ремонтами та аваріями. Зміна конфігурації мережі призводить до зміни перетоків потужності в мережі, а неоптимально підключені джерела РГ до ЕМ можуть не тільки не полегшити роботу мережі в післяаварійному режимі, а й навпаки, погіршити режимні параметри ЕМ. Таким чином, зміна конфігурації мережі безпосередньо впливає на ефективність встановлення РГ в ЕМ.

Підхід до розв'язання задачі ВМПРГ, в якому не враховується стохастичний характер роботи ВДЕ, може бути справедливим лише за умови однакової ефективності роботи генеруючого обладнання в усіх вузлах мережі та однакових кліматичних умов місць спорудження джерел РГ. Однак генерована потужність, а відповідно й ефективність роботи РГ може змінюватися залежно від часу доби, сезону року, погоди тощо. Тому при розв'язанні задачі оптимізації місць встановлення та потужності РГ необхідно враховувати вплив кліматичних особливостей місця встановлення джерела РГ на ефективність розв'язків задачі.

Важливим показником ефективності роботи генеруючого обладнання є коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), який є відношенням середньої потужності джерела РГ протягом певного періоду до його номінальної потужності. Розрахунок коефіцієнта використання встановленої потужності інколи може бути непростою задачею. Так, наприклад, визначати середню потужність вітроелектричних установок за середньою швидкістю вітру некоректно [29-31]. Коефіцієнт використання встановленої потужності $k_{\text{вик}}$ ВЕУ, а відповідно й ВЕС визначається таким чином:

$$k_{\text{вик}} = \frac{\int_0^{\infty} p(v) \cdot W(v) dv}{P_n},$$

де $p(v)$ – щільність ймовірностей швидкостей вітру; $W(v)$ – характеристика потужності ВЕУ; P_n – номінальна потужність ВЕУ.

Таким чином, КВВП дає змогу врахувати економічну ефективність джерела РГ, яка безпосередньо залежить від обраних генеруючих агрегатів та кліматичних умов місцевості. Проте стохастичний характер роботи ВДЕ потребує оцінювання не лише економічної ефективності, а й технічного впливу, тобто впливу на параметри усталеного режиму роботи мережі, до якої планується підключити РГ.

Технічний вплив стохастичного характеру роботи ВДЕ проявляється в різкозмінній генерованій потужності джерела РГ, а отже, й у зміні режимних параметрів мережі. Найбільшим таким вплив може бути у режимі мінімальних та максимальних навантажень мережі [31]. Врахування технічного впливу ВДЕ на роботу мережі можна виконати таким чином:

1. Виконати пошук оптимальних місць та потужності джерел РГ для базового режиму роботи мережі.
2. Уточнити значення оцінок певної кількості найкращих розв'язків задачі з урахуванням технічного впливу РГ на різні режими роботи ЕМ.

Таким чином, на першому кроці виконується пошук найкращих варіантів розміщення джерел РГ у мережі. При цьому враховуються економічна ефективність певного варіанта розміщення та потужності джерел РГ при середньорічних показниках генерації електроенергії та вплив на режимні параметри ЕМ максимальної гарантованої потужності (МГП) (див. розділ 4) джерел РГ. На другому ж кроці виконується перевірка відібраних варіантів в інших режимах роботи мережі та джерел РГ, наприклад: для ВЕС необхідно дослідити режим мінімальних навантажень мережі за максимальної гарантованої потужності цього джерела РГ; для СЕС необхідно дослідити режим роботи мережі, який буде характерним під час роботи цього джерела РГ на максимальну гарантовану потужність.

У таких випадках найбільш можливими є порушення режимних обмежень. Наприклад, генерована потужність ВЕС постійно змінюється, оскільки залежить від погодних умов та майже не залежить від часу доби [30]. У свою чергу генерована потужність СЕС на відміну від генерованої потужності ВЕС в основному зале-

жить від часу доби та пори року [55]. Саме тому для різних типів джерел РГ існує необхідність досліджувати різні режими навантаження мережі та режими роботи джерел РГ.

5.2. Втрати електричної енергії та шляхи їх зменшення

На сьогодні одним з актуальних завдань вітчизняної енергетики є зменшення втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах. Втрати у вітчизняних ЕМ значно перевищують аналогічні показники країн ЄС та США. Так, у 2012 р. фактичні втрати в мережах склали 11,82 %. Такий рівень втрат обумовлено недостатністю існуючих заходів з їх мінімізації, застарілим обладнанням ЕМ та застосуванням ще старих стандартів (ГОСТів) на таке обладнання, які не враховують реалії сьогодення. Необхідно заохотити операторів розподільних ЕМ до зменшення втрат при постачанні електричної енергії споживачеві за допомогою ефективних механізмів, у тому числі економічних, а також стимулювати споживачів до спільного вирішення проблем зменшення втрат електроенергії та поліпшення її якості.

Існує декілька засобів для зменшення втрат електроенергії в ЕМ. Одним з них є приєднання до мережі конденсаторних установок (КУ). При цьому для оптимізації втрат електроенергії у вітчизняних ЕМ на цей час використовують інформацію про коливання навантажень ЕМ протягом кількох років. Проте суттєві зміни у структурі споживання електроенергії останнім часом призвели до виникнення значних похибок при прогнозуванні навантажень. Одночасно посилюється тенденція перетворення ЕМ в інтелектуальні мережі (Smart Grid), однією з особливостей яких є спостережуваність, що дає змогу отримувати інформацію про поточний стан практично всіх навантажень. Стає можливим оцінювати навантаження з високою частотою дискретизації (до 60 хв), керувати режимами ЕМ у реальному часі з урахуванням інформації про реальний стан навантажень без залучення довгострокового прогнозування. Все це дає змогу розробити нові або модифікувати існуючі методи оптимізації втрат електроенергії у реальному часі з використанням поточної інформації про стан навантажень, зокрема, за ра-

хунок зменшення перетікання реактивної потужності шляхом керування КУ.

5.2.1. Засоби зменшення втрат електричної енергії в мережах

Поширеним засобом поперечної компенсації є батареї КУ, які зменшують реактивну потужність, що протікає ділянками ліній електропередачі (ЛЕП) та через трансформаторні підстанції (ТП). Конденсаторні установки бувають регульованими, нерегульованими з контакторами для комутації конденсаторів, з тиристорним регулюванням реактивної потужності [33, 34].

Нерегульовані КУ застосовують для компенсації частини реактивної потужності, що протікає по елементах ЕМ, яка незмінна протягом всього періоду спостереження. Нерегульовані КУ мають малу питому вартість потужності. Сфера їх застосування – місцеві електричні мережі з розосередженими споживачами малої потужності, а також як один з елементів при комплексній оптимізації втрат потужності великих підприємств.

Конденсаторні установки з контакторами для комутації конденсаторів відрізняються від нерегульованих КУ можливістю оперативного ввімкнення і відмикання.

Регульовані КУ з тиристорним регулюванням реактивної потужності дають змогу більш ефективно оптимізувати втрати і управляти профілем напруги. Конденсаторні установки з тиристорним керуванням мають нелінійну залежність питомої вартості потужності батарей від потужності. Для малих значень потужності батареї КУ питома вартість значно більша, ніж для КУ великої потужності. Тому економічно вигідно використовувати КУ з тиристорним регулюванням великої потужності, але останні можуть мати технічні перешкоди щодо встановлення їх у розподільних ЕМ напругою 10 та 35 кВ. Використовують їх у першу чергу промислові підприємства з великим енергоспоживанням.

5.2.2. Особливості вітчизняних електричних мереж

В Україні та країнах колишнього СРСР експлуатується велика кількість розподільних трансформаторів (РТ), виготовлених за ГОСТ 11920-85 [35]. За цим ГОСТом параметр «напруга короткого замикання» та відповідно повний опір мають вищі значення, ніж в

аналогічних стандартах країн ЄС. У табл. 5.2 наведено параметр «напруга коротких замикань» $U_{КЗ}(\%)$ РТ відповідно до стандартів різних країн.

Таблиця 5.2

Напруга короткого замикання РТ

Стандарт	ГОСТ 11920–85	IEC 60076–5	Standard ANCI/IEEE
	Україна	Країни ЄС, компанія АВВ	Країни ЄС/США, компанія Siemens
Потужність $S_{ТП}$	$U_{КЗ}(\%)$		
1,0 – 2,5 МВА	6,5	6,0	5,75
4,0 – 6,3 МВА	7,5	7,0	5,75
8,0 МВА	10,0	8,0	5,75

Повний опір $Z_{КЗ}$ трансформатора пропорційний напрузі короткого замикання: $Z_{КЗ} = U_{КЗ\%} \cdot U_{ном} / I_{ном}$, реактивний опір значно перевищує активний опір РТ: $X_{РТ} \gg R_{РТ} \sqrt{a^2 + b^2}$, де $Z_{КЗ} = R_{РТ} + jX_{РТ}$.

Аналіз табл. 5.2 показує, що вітчизняні РТ у порівнянні з аналогічними РТ країн ЄС мають великі реактивний $X_{РТ}$ і повний $Z_{КЗ}$ опори та споживають додаткову реактивну потужність. Підвищена складова реактивної потужності в елементах ЛЕП та РТ збільшує втрати активної потужності та погіршує профіль напруги ЕМ. З урахуванням особливостей вітчизняних мереж засоби компенсації реактивної потужності повинні мати більшу потужність.

Індуктивні елементи ЕМ та КУ створюють резонансні ланцюги. Спрощено резонансна частота розраховується таким чином:

$$\omega = \frac{1}{\sqrt{(L_{РТ} + L_{ЕМ} + L_{ТП}) \cdot C}}, \quad (5.1)$$

де $L_{РТ}$ – індуктивність РТ; $L_{ЕМ}$ – згорнута індуктивність від точки приєднання РТ до центра живлення ЕМ; $L_{ТП}$ – індуктивність живильної ТП; C – конденсатор у вузлі навантаження.

З виразу (5.1) випливає, що підвищене значення індуктивностей $L_{ТП}$ і $L_{РТ}$ призводить до появи ще однієї відмінності – у вузлах навантажень з приєднаними КУ для паралельного ланцюга $(L_{ТП} - L_{ЕМ} - L_{РТ}) \parallel C$ частота резонансу струмів ω зміщується в бік нижчих частот.

5.2.3. Особливості вартісної функції при оптимізації втрат в ЕМ з використанням конденсаторних установок

Для оптимізації втрат активної енергії в ЕМ з встановленими КУ як цільову функцію зазвичай використовують вартісну функцію B , яка складається з річної вартості активних втрат електричної енергії B_e та вартості експлуатації усіх КУ B_{QC} :

$$B = B_e + B_{QC}, \quad (5.2)$$

де $B_e = K_e \cdot T_{ins} \cdot \Delta P_{\Sigma}$ – вартість втрат електричної енергії за рік, дол.; K_e – вартість електроенергії, дол./кВт·год; $T_{ins} = 8760$ – період розрахунку вартісної функції, год.; ΔP_{Σ} – втрати електроенергії в елементах мережі, кВт; $B_{QC} = K_{QC}^1 \cdot \sum_{i=1}^n QC_i + n \cdot K_{ins}^1 + n \cdot K_{op}$ – вартість

встановлення та експлуатації всіх КУ, приведена до одного року; $K_{QC}^1 = K_{QC} / T_{pro}$ – питома вартість потужності КУ, приведена до одного року за період проектного сценарію, дол./квар; K_{QC} – питома вартість потужності КУ, дол./квар; T_{pro} – період проектного сценарію, років; n – кількість КУ; QC_i – потужність i -ї КУ, квар; $QC = qc \cdot N_{QC}$ – потужність КУ, квар; qc – крок потужності КУ, визначена виробником, квар; N_{QC} – кількість елементів окремої КУ;

$K_{ins}^1 = K_{ins} / T_{ins}$ – приведена річна вартість приєднання однієї КУ, дол.; K_{op} – вартість експлуатації КУ за рік, дол.

Річна вартість експлуатації однієї КУ є нелінійною функцією. B_{QC} має розриви, пов'язані з вартістю приєднання додаткової КУ. Наприклад, при приєднанні додаткової КУ мінімальної потужності B_{QC} збільшується стрибкоподібно від нуля до суми трьох складових – річної вартості приєднання K_{ins}^1 , річної вартості експлуатації K_{op} та вартості одного елемента КУ: $\Delta B_1 = K_{QC}^1 \cdot qc \cdot N_{QC} + K_{ins}^1 + K_{op}$, де $N_{QC} = 1$.

Отже, вартісна функція B має нелінійну, стрибкоподібну залежність від кількості та розміру КУ. Ця особливість вартісної функції є причиною того, що вона має глобальний і локальні мінімуми, які залежать, зокрема, від місць, кількості й потужності встановлених КУ.

5.2.4. Параметри тестових вартісних функцій

Для порівняння методів оптимізації активних втрат, вартісної функції та профілю напруги використовують тестові ЕМ разом з тестовими вартісними функціями. У тестових ЕМ за рахунок зміни рівнів навантажень імітують поточний стан навантажень, розраховують втрати електроенергії, вартісну функцію та профіль напруги. У табл. 5.3 наведені варіанти тестових вартісних функцій.

Таблиця 5.3

Параметри тестових вартісних функцій

Параметри	Позначення	Вар. 1 [8, 10, 11, 12]	Вар. 2 [5, 7, 10, 13]	Вар. 3 [4, 9, 14, 6]
Ціна електроенергії, дол./кВт·год	K_e	0,06	0,06	0,01918*
Ціна 1 квар КУ, дол./квар·рік	K_{QC}	5	3	Див. табл. 5.3
Період проектного сценарію, років	T_{pro}	5	1	10
Вартість встановлення 1 КУ, дол./шт.	K_{ins}	1600	–	1000
Вартість експлуатації 1 КУ на рік, дол.	K_{op}	300	1000	
Розрахунковий період вартісної функції, год	T	8760	8760	8760
Обмеження профілю напруги, в.о.		0,9–1,1	0,9–1,1	

Примітка: * – ціна електроенергії 0,019178 дол./кВт·год розрахована з річної вартості електроенергії 168 дол./кВт·рік.

З табл. 5.3 видно, що вартісна функція (третій варіант) може бути представлена даними з табличною формою ціни 1 квар встановленої потужності КУ (табл. 5.4).

Таблиця 5.4

Питома вартість встановленої потужності КУ, розрахована на 1 рік [6, 9, 14]

QC , квар	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350
дол./квар	0,5	0,35	0,253	0,22	0,276	0,183	0,228	0,17	0,207
QC , квар	1500	1650	1800	1950	2100	2250	2400	2550	2700
дол./квар	0,201	0,193	0,187	0,211	0,176	0,197	0,170	0,189	0,187
QC , квар	2850	3000	3150	3300	3450	3600	3750	3900	4050
дол./квар	0,183	0,180	0,195	0,174	0,188	0,170	0,183	0,182	0,179

За даними табл. 5.4 проведено розрахунок залежності вартості КУ B_{QC} від її потужності QC , яка представлена на рис. 5.1.

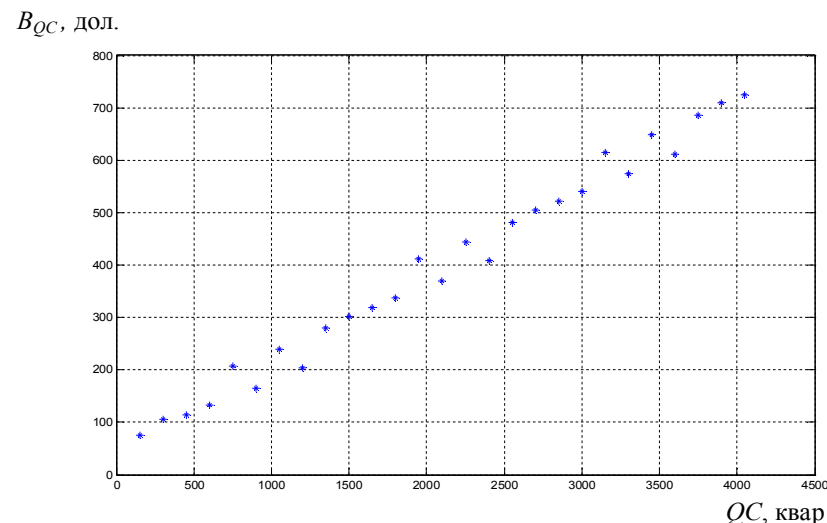


Рис. 5.1. Залежність вартості КУ від її потужності

Розглянемо особливості кожного варіанта параметрів вартісної функції. У першому варіанті при розрахунку місць приєднання та потужності КУ період проектного сценарію $T_{pro} = 5$ років, що призводить до посилення складової вартості приєднання КУ B_{QC} у вартісній функції B . Збільшується інтервал окупності КУ та зменшується економічна ефективність застосування КУ для оптимізації

вартісної функції B . Одночасно у першому варіанті економічний ефект погіршується через високу вартість приєднання та експлуатації КУ B_{QC} .

У другому варіанті ціна 1 квар КУ K_{QC} менша, ніж у першому варіанті. У порівнянні з першим варіантом економічний ефект покращується через зниження вартості КУ за рахунок зменшення ціни 1 квар КУ.

У варіанті три складова вартості втрат електричної енергії B_e має більшу частку у вартісній функції, що підвищує ефективність використання КУ. Також, як і у варіантах один та два, залежність вартості КУ B_{QC} має нелінійний стрибкоподібний характер і пояснюється технологічними особливостями виробництва КУ.

Зазначимо, що при порівнянні методів оптимізації слід виконувати дослідження на однакових тестових ЕМ та тестових вартісних функціях.

Об'єктивність запропонованих параметрів тестових вартісних функцій підтверджується розрахунковими параметрами виробника КУ і програмного забезпечення для приєднання КУ [44]: $K_e = 0,07$ дол./кВт·год; $K_{QC} = 25$ дол./квар; $T_{pro} = 10$ років; $K_{op} = 300$ дол./шт.; $K_{ins} = 1600$ дол./шт.; $T = 8760$ год.

Параметри вартісної функції, запропоновані виробником КУ [44], подібні до параметрів першого варіанта. Основні відмінності полягають у збільшенні ціни електроенергії на 16,7 % та подвоєному періоді проектного сценарію T_{pro} . Період проектного сценарію $T_{pro} = 10$ років характерний для розвинених країн ЄС, США, Японії. Збільшення параметра T_{pro} зменшує складову B_{QC} у вартісній функції B . У порівнянні з варіантом один, з одного боку, збільшується ефективність впровадження КУ за рахунок зменшення приведеної до одного року вартості КУ, з іншого боку, збільшення вартості втрат електроенергії B_e зменшує ефективність впровадження КУ.

Аналіз табл. 5.3, 5.4 та рис. 5.1 показує, що вартісна функція B має нелінійну стрибкоподібну форму. Це в свою чергу обмежує клас методів пошуку глобального мінімуму функції багатьох змінних, унеможливує використання простих методів оптимізації та обумовлює необхідність застосування методів оптимізації, нечутливих до локальних мінімумів.

5.2.5. Аналіз локальних мінімумів вартісної функції

Для тестової 85-вузлової ЕМ [36, 40, 41] та тестової вартісної функції з першого варіанта проведено пошуки глобальних і локальних мінімумів з використанням методу рою частинок (табл. 5.5). Далі розглянемо метод рою частинок (МРЧ).

Таблиця 5.5

Глобальний і локальні мінімуми вартісної функції B (вар. один) для тестової 85-вузлової мережі

Тестова 85-вузлова ЕМ, вартісна функція – вар. 1 (табл. 5.2)							
qc	nc	номер вузла	QC	ΔP_{Σ}	B_e	B_{KV}	B
квар	–		квар	МВт	дол.	дол.	дол.
50	5	9, 32, 52, 70, 80	750, 600, 300, 400, 300	0,14910	78366	14850	93216
50	6	8, 31, 52, 65, 71, 81	550, 500, 350, 450, 200, 300	0,14765	77604	15470	93074
50	7	8, 31, 48, 52, 65, 71, 80	550, 450, 200, 200, 450, 200, 300	0,14760	77576	15470	93046
50	7	8, 12, 31, 40, 56, 63, 71	400, 400, 350, 200, 300, 450, 250	0,14790	77737	16090	93827
50	8	26, 30, 34, 52, 60, 64, 70, 80	400, 250, 300, 250, 350, 250, 200, 350	0,14623	76859	16710	93569
100	5	8, 31, 54, 60, 76	700, 600, 300, 500, 300	0,14952	78589	15100	93689
100	8	9, 26, 31, 49, 55, 61, 68, 83	400, 300, 400, 200, 200, 300, 400, 200	0,14640	76947	16960	93907
150	5	9, 31, 49, 68, 85	900, 600, 300, 450, 150	0,14884	78232	15100	93332
150	6	8, 31, 52, 65, 71, 80	600, 600, 300, 450, 150, 300	0,14729	77416	15720	93136
150	7	26, 29, 45, 48, 60, 69, 80	300, 450, 150, 300, 450, 300, 300	0,14806	77818	15590	93408
150	8	9, 31, 45, 49, 55, 61, 68, 85	600, 450, 150, 150, 150, 300, 300, 300	0,14701	77266	16960	94226

Примітка: nc – кількість КУ. Сірим кольором позначено глобальний мінімум вартісної функції.

Для знаходження локальних мінімумів варіювався коефіцієнт інерції з метою керування швидкістю збіжності процесу.

Аналіз результатів пошуку локальних і глобального мінімумів вартісної функції показує, що для різних значень потужності одного елемента КУ $qc = 50, 100, 150$ квар є відповідні локальні мінімуми. Є локальні мінімуми для різної кількості nc КУ. Слід зазначити, що до початку пошуку кількість КУ nc та місця приєднання невідомі та визначаються у процесі оптимізації.

Оскільки, як вказувалося вище, вартісна функція для тестової ЕМ має глобальний і локальні мінімуми, для оптимізації нелінійної вартісної функції необхідно застосовувати методи оптимізації, інваріантні до локальних мінімумів. Це обґрунтовує застосування методу рою частинок та його модифікацій

5.2.6. Ройові методи оптимізації втрат в електричних мережах

З появою інтелектуальних ЕМ з'явилась можливість спостерігати за поточним станом навантажень та виконувати поточну оптимізацію втрат електроенергії та вартісної функції. Оптимізація має відбуватися у реальному часі. Тому бажано використовувати ефективні методи багатокритеріальної оптимізації нелінійної функції, особливістю якої є локальні та глобальні мінімуми, а також точки розривів функції. При цьому для цільової функції неможливо використовувати такі методи оптимізації, як прямиий пошук, градієнтний, найшвидшого спуску. У цьому випадку ефективним методом оптимізації є МРЧ та його модифікації. При цьому втрати електроенергії та вартісна функція оптимізуються шляхом вибору місць встановлення та поточного керування КУ.

Для розв'язання поставленої задачі оптимізації використовується класичний метод рою частинок [47]. Для пошуку цільової функції на кожній ітерації розраховують напрямки і довжину вектора швидкості частинки:

$$V_{h+1} = \omega \cdot V_h + a_1 \cdot rnd \cdot (pbest_h - x_h) + a_2 \cdot rnd \cdot (gbest_h - x_h), \quad (5.3)$$

$$x_{h+1} = x_h + V_h,$$

де x_h – поточний стан h -ї компоненти частинки; V_h – вектор швидкості h -ї компоненти; a_1, a_2 – постійна прискорення; $pbest_h$ – краща

знайдена частинкою точка; $gbest_h$ – краща точка, пройдена усіма частинками системи; ω – коефіцієнт інерції; rnd – функція, яка повертає випадкове число від 0 до 1.

5.3. Оптимізація місць встановлення компенсуючих пристроїв в електричній мережі

При виборі оптимальних місць розміщення КУ в ЕМ використовують такі критерії [47,49,50]:

– втрати активної потужності ΔP_Σ

$$c_e \in \min(\Delta P_\Sigma); \quad (5.4)$$

– вартісну функцію

$$c_B \in \min(B); \quad (5.5)$$

– індекс відхилення напруги [19]

$$c_{VDI} \in \min(VDI), VDI = \max\left(\left|\frac{U_1 - U_i}{U_1}\right|\right), i = 2, \dots, N,$$

де N – число вузлів ЕМ.

Як базову величину активних втрат використовують сумарні втрати активної потужності ЕМ без встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності. Індекс відхилення напруги застосовують для поліпшення профілю напруги ЕМ. Зокрема, для оптимізації профілю напруги в нормальному та післяаварійному режимах після відключення аварійного фідера [52].

Оптимізація втрат ΔP_Σ та вартості B розраховується за цілої низки обмежень відповідно до стандартів України, вимог до експлуатації ЕМ та виробників КУ. Як обмеження приймаються: допустимі значення напруги у вузлах ЕМ [53]; коефіцієнт несинусоїдальності напруги у вузлах [33, 43]; коефіцієнт несинусоїдальності струму на ділянках ЕМ [43]; максимум реактивної потужності КУ; допустимі значення повної потужності на ділянках ЕМ; обмеження на лінійку потужності батарей КУ $[QC_{\min} : qc : QC_{\max}]$, пов'язане з виробничою і економічною політикою виробника КУ [44, 54], де QC_{\min}, QC_{\max} – мінімальна, максимальна та qc – крок реактивної

потужності КУ; сумарна потужність навантаження та КУ вузла $|S_{loadi} + S_{Ci}| \leq |S_{loadi}|$; сумарна реактивна потужність вузла $|Q_{loadi} + Q_{Ci}| \leq |Q_{loadi}|$.

Останні два обмеження дають змогу збільшити пропускну спроможність ділянки фідера, яка живить навантаження з КУ, а також не займатися реконструкцією елементів приєднання для групи «навантаження–КУ» у разі зростання потужності навантажень ділянки.

Для зменшення втрат активної потужності та вартісної функції необхідно знайти місця встановлення КУ та керувати їх потужностями у реальному часі відповідно до інформації про стан навантажень.

Неможливо одночасно знайти розв'язок, який дає мінімальні втрати електричної енергії та мінімальну вартісну функцію. Конфлікт двох цільових функцій пояснюється фронтом Парето. Парето-фронт представляє можливі розв'язки в двокритеріальному ПР « $\Delta P_{\Sigma} - B$ » та множину оптимальних за Парето розв'язків. Обчислений Парето-фронт (крива у вигляді квадратів) представлено на рис. 5.2.

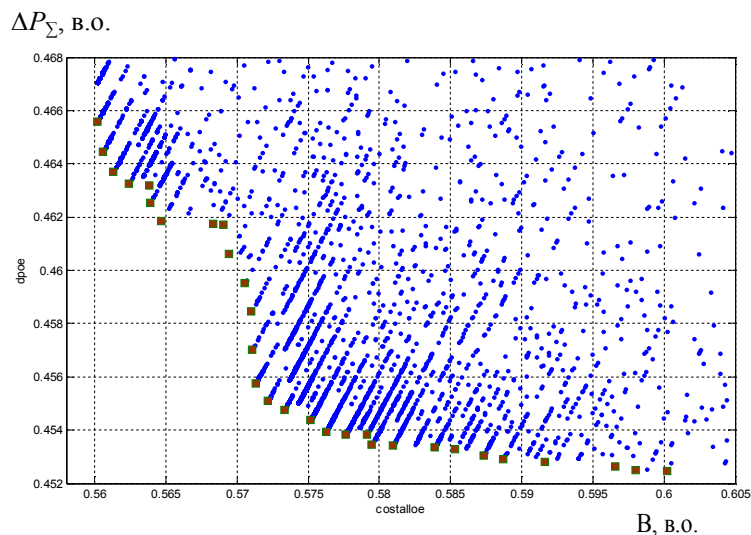


Рис. 5.2. Парето-фронт у двокритеріальному просторі рішень « $\Delta P_{\Sigma} - B$ »

Об'єктом досліджень є тестова 85-вузлова ЕМ та тестова вартісна функція (перший варіант з табл. 5.3). Цільові функції – активні втрати ΔP_{Σ} (по осі ординат) та вартісна функція B (по осі абсцис). Активні втрати та вартісна функція мають розмірність у відносних одиницях та приведені до відповідних параметрів ЕМ без КУ. Кожна точка простору розв'язків ПР має координати $[\Delta P_{\Sigma}; B]$. Точка мінімальних активних втрат має координати $\Delta P_{\Sigma \min} [\Delta P_{\Sigma} = 0,4523; B = 0,6003]$ та розташована у правому нижньому куті. Точка мінімальної вартісної функції $B_{\min} [\Delta P_{\Sigma} = 0,4669; B = 0,5601]$ та розташована у верхньому лівому куті рисунка. При мінімальних активних втратах $\Delta P_{\Sigma \min}$ вартісна функція на 7,1 % перевищує мінімальне значення вартісної функції B_{\min} . Отже, має місце конфлікт між протилежними цілями: досягти мінімальних активних втрат або мінімальної вартісної функції.

Цю проблему вирішено за наступною процедурою з використанням переваг багатокритеріальної оптимізації методом поступок, а саме можливість отримати значення мінімуму функції за першим критерієм та формувати ПР у діапазоні заданої першої поступки. По-перше, експерт (проектувальник або оператор розподільної мережі) отримує інформацію про мінімальні значення втрат активної потужності та вартісної функції. По-друге, визначаються перший за важливістю критерій та максимальна його поступка. По-третє, визначаються другий та третій за важливістю критерії.

5.3.1. Модифікований метод рою часток для виконання багатокритеріальної оптимізації

Для розв'язання задачі багатокритеріальної оптимізації застосовується метод послідовних поступок [48], у якому вибирається послідовність критеріїв за важливістю. Мінімуму значенню відповідного критерію призначається поступка δ , %. Методом рою часток формується простір розв'язків (ПР) S_1 за першим критерієм c_1 , визначається мінімальне значення першої цільової функції $\min(f(x)^{c_1})$ та призначається поступка δ_1 , %, усі проміжні вектори запам'ятовуються та використовуються на наступних кроках оптимізації. Запропонована модифікація методу дає змогу не виконувати

ти обчислення функцій $f_{(x)}^{c1}$ та $f_{(x)}^{c3}$ для другого та третього критеріїв, що значно зменшує обсяг обчислень. При цьому МРЧ визначається мінімум за першим за важливістю критерієм c_1 та запам'ятовуються усі проміжні вектори в межах заданої поступки за першим критерієм $\min(f_{(x)}^{c1}) \cdot [1, 1 + \delta_1]$. Наступний пошук мінімумів за другим $\min(f_{(x)}^{c2})$ та третім $\min(f_{(x)}^{c3})$ критеріями обмежений діапазоном $\min(f_{(x)}^{c1}) \cdot [1, 1 + \delta_1]$.

Для реалізації методу поступок у якості першого за важливістю критерію вибрано вартісну функцію B , яка поєднує в собі вартість активних втрат електроенергії і вартість встановлення та експлуатації КУ (5.5).

Методом рою часток формується багатовимірний ПР Y_{cost} згідно з першим критерієм c_1 , в якому кожній частці рою m відповідає вектор $y(y_1, y_2, \dots, y_n)$ у складі nc ємнісних провідностей КУ, встановлених у відповідних вузлах ЕМ. Провідності y_r окремих КУ пропорційні кількості елементів N_{QC} окремої КУ та кроку потужності КУ qc :

$$y_r = \frac{qc \cdot N_{QC}}{U_{nom}^2}, r = 1, \dots, n.$$

де n – кількість вузлів.

Другий за важливістю критерій – схожість розподілу ранжованих змінних вектора провідностей КУ на задане аналітичне рівняння. Для формування другого критерію (критерію схожості) застосовано нелінійне показове рівняння регресії [33, 34]. Можливе використання інших аналітичних виразів, зокрема, експоненціальної та поліноміальної залежностей. Таким чином, формується ПР Y_H за другим критерієм.

Нелінійне показове рівняння регресії має такий вигляд: $H(r) = H_1/r^\beta$, $r = 1, 2, \dots, g$, де r – параметричний ранг; H_1 – значення параметра H з рангом $r = 1$; β – ранговий коефіцієнт, що характеризує ступінь крутизни кривої розподілення; g – загальна кількість рангів (змінні вектора).

Вибір нелінійного показового рівняння регресії пов'язаний з параметричним ранжуванням змінних при застосовуванні техноцелогічного підходу, за яким встановлюється, що розподіл ранжованих змінних має бути схожим на показове рівняння регресії з певними кількісними характеристиками. У цьому випадку параметричними змінними є провідності КУ $y_H(y_1, y_2, \dots, y_{nc})$. Розподіл з мінімальним значенням першої ранжованої змінної дає змогу отримати деякі корисні властивості для великих технічних систем. Це стосується розподілу провідностей КУ в ЕМ. Зокрема, в роботі [52] показано користь від такого розподілу КУ в післяаварійних режимах, а саме покращується профіль напруги в цих режимах та зменшується кількість вузлів з напругою, що виходить за нормовані значення.

Попередньо формується масив $Y_{H(r=1)}$ нормованих векторів y_H^{nor} . Вектори ємнісних провідностей подаються у вигляді $y_H = y_{H(r=1)}/r^\beta$, де $r = 1, 2, \dots, nc$. Вектор ємнісних провідностей y_H має nc -вимірний розмір, який співпадає з розмірністю шуканого вектора y . У подальших розрахунках провідностей КУ визначаються у відносних одиницях. $y_{H(r=1)}$ обмежуються діапазоном $y_{H \min} \leq y_{H(r=1)}^{nor} \leq y_{H \max}$ для рангу $r = 1$. Це обмеження пояснюється тим, що $y_{H(r=1)}^{nor}$ однозначно визначає діапазон варіації змінних і відповідно потужностей КУ. Масив нормованих векторів $Y_{H(r=1)}$ формується шляхом варіації параметра $\beta = [\beta_{\min} : \Delta\beta : \beta_{\max}]$.

Евклідова відстань d_e використана для оцінки міри схожості між нормованим y_H^{nor} та ранжованим шуканим $rank(y^{nor})$ векторами. Для двох векторів $a(a_1, \dots, a_M)$ та $c(c_1, \dots, c_M)$ у декартових координатах евклідова відстань визначається таким чином:

$$d_e(a, c) = \sqrt{\sum_{i=1}^M (a_i - c_i)^2}.$$

Задається dy_{\max} – припустимий поріг відстані між нормованими векторами, який визначає їх схожість. Припустима поступка другого критерію $\delta_2 = dy_{\max}$ є заданою максимальною відстанню між двома нормованими векторами $d_e(y_H^{nor}, y^{nor})$. Другий критерій (критерій схожості) має вигляд

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_H \subset Y_{Cost}, \\ c_2 \in y_H^{nor}(r) = y_{H(r=1)}^{nor} / r^\beta, r=1, 2, \dots, nc \\ d_e(y_H^{nor}, y^{nor}) = \sqrt{\sum_{i=1}^{nc} (y_{Hi}^{nor} - rank(y_i^{nor}))^2} < dy_{max}. \end{array} \right. \quad (5.6)$$

Оператор ранжування $rank()$ означає операцію ранжування змінних y_1, y_2, \dots, y_{nc} вектора.

У виразі (5.6) застосовуються нормовані вектори. Це означає, що вони мають одиничну довжину $|y_H^{nor}| = |y^{nor}| = 1$.

ПР $Y_{H(r=1)}$ згідно з третім критерієм формується з множини Y_H :

$$\left\{ \begin{array}{l} c_3 \in Y_{H(r=1)} \subset Y_H \\ y_{H(r=1)}^{nor} \rightarrow \min. \end{array} \right. \quad (5.7)$$

Третій за важливістю критерій дає змогу мінімізувати першу ранжовану змінну вектора. У результаті оптимізації за трьома критеріями отримується шуканий вектор провідностей КУ.

5.3.2. Оцінка параметрів нелінійного показового рівняння регресії для ранжованого розподілу змінних вектора ємнісних провідностей КУ

Для оцінки параметрів нелінійного показового рівняння регресії ранжованих змінних для отриманого шуканого вектора y використано аналіз регресії [55]. Рівняння нелінійної регресії перетворено логарифмічною лінеаризацією в рівняння лінійної регресії першого порядку $z = a + bx$ з лінійним коефіцієнтом кореляції

$$H_{ln}(q) = \ln\left(\frac{H_1}{r^\beta}\right) = \ln(H_1) - \beta \ln(r), \quad (5.8)$$

де $q = \ln(r)$ – незалежна змінна; $r = 1, \dots, n$, параметри моделі $a = \ln(H_1)$ та $b = -\beta$.

Для оцінки параметрів моделі a та b застосовано метод найменших квадратів. Система нормальних рівнянь має такий вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} a \cdot n + b \sum x = \sum z; \\ a \cdot \sum x + b \cdot \sum x^2 = \sum z \cdot x, \end{array} \right. \quad (5.9)$$

де x – незалежна змінна (фактор моделі); z – залежна змінна; n – розмір змінних. Статистична надійність регресійного моделювання здійснюється за допомогою F – критерію Фішера та отримується довірчий інтервал прогнозу параметрів моделі $[a_1, a_2]$ та $[b_1, b_2]$ для рівня значущості α .

Якщо при заданому рівні α значущості $F(\alpha, k_1, k_2) > F_{kp}(\alpha, k_1, k_2)$, то модель вважається значущою. Ступені свободи $k_1 = l$ та $k_2 = n - l - 1$, де l – число параметрів у моделі.

З урахуванням виразу (5.9) оцінка параметрів для ранжованого розподілу змінних отриманого шуканого вектора ємнісних провідностей КУ має вигляд

$$\left\{ \begin{array}{l} H_{ln}(q) = \ln(H_1) + b \cdot q, q = \ln(r), r = 1, \dots, n; \\ F(\alpha, k_1, k_2) > F_{kp}(\alpha, k_1, k_2), \end{array} \right. \quad (5.10)$$

де $H_{ln}(q) = \log(rank(y^{nor}))$ – результативна ознака, що підлягає визначенню; q – факторна ознака; $b = \beta$ характеризує нахил у рівнянні лінійної регресії першого порядку (5.10). Для конкретного вектора у модель вважається значущою, якщо $F > F_{kp}$, та робиться висновок, що вектор провідностей КУ належить до класу нелінійного показового рівняння (5.8).

Отже, шуканий вектор y формується з підмножин $Y_B \subset Y_H \subset Y_{H(r=1)}^{nor}$ за трьома за важливістю критеріями c_1, c_2, c_3 з відповідними поступками $\delta_1, \delta_2, \delta_3$. Він схожий до заданої нелінійної залежності (5.8) та має мінімальне значення першої ранжованої змінної. Алгоритм багатоцільової багатопараметричної оптимізації має такий вигляд:

1. Формується ПР за першим критерієм c_1 (5.5) з застосуванням МРЧ. Кожній частинці рою m відповідає вектор $y_B(y_1, y_2, \dots, y_{nc})$ провідностей КУ у nc вузлах ЕМ. Знаходиться мінімальне значення вартісної функції B_{min} . Вводиться припустима поступка δ_1 . Формується ПР Y_B .

2. Формується масив векторів нормованого нелінійного показового рівняння регресії Y_H^{nor} . З множини Y_B вибирається ПР Y_H за другим критерієм c_2 (5.6), де ранжовані змінні векторів y^{nor} схожі на вектори y_H^{nor} . Використовується евклідова відстань між нормованими векторами для оцінки схожості векторів: $d_e(y_H^{nor}, y^{nor}) < \delta_3$.

3. З ПР Y_H за третім критерієм c_3 (5.7) та третьою поступкою δ_3 формується масив нормованих векторів $Y_{H(r=1)}^{nor}$. З ПР $Y_{H(r=1)}^{nor}$ вибирається шуканий вектор з мінімальним значенням змінної $y_{H(r=1)}^{nor} \rightarrow \min$ з рангом $r = 1$.

Примітка. Використання третього критерію (5.7) та третього етапу алгоритму не є обов'язковим для вибору вектора з гіперболічною залежністю. Цю додаткову специфічну вимогу запропоновано для оптимізації складу КУ в ЕМ. Першим за важливістю критерієм можуть бути активні втрати c_e (5.3).

5.3.3. Приклад розрахунку тестової 69-вузлової ЕМ

Приклад розрахунку показано на 69-вузловій тестовій ЕМ [37–39].

У якості першого за важливістю критерію вибрано активні втрати ЕМ c_e . Вектор провідностей КУ складається з $n = 30$ змінних y (y_1, y_2, \dots, y_n), крок КУ $qc = 100$ квар. У результаті оптимізації отримано шуканий вектор, в якого 18 змінних мають нульове значення, тобто у цих вузлах КУ відсутні. Провідність y_r окремої КУ пропорційна потужності QC окремої КУ, що дає змогу оперувати як провідностями, так і потужностями окремих КУ:

$$y_r = \frac{qc \cdot N_{QC}}{U_{nom}^2} = \frac{QC}{U_{nom}^2}, r = 1, \dots, n.$$

Згідно з виразами (5.7) та (5.10) отримано оцінку факторів моделі $a = 2,0510$ та $b = -0,6656$. Емпіричне рівняння регресії має вигляд $Y = -0,6656 \cdot X + 2,0510$. Для перевірки значущості моделі регресії використано F -критерій Фішера для моделі зі ступенями свободи $k_1 = 1$ та $k_2 = 28$. Рівень значущості $\alpha = 0,05$. Фактичне значення $F(\alpha, k_1, k_2) = 245,0$ перевищує критичне $F_{кр} = 4,196$.

Результати багатоцільової багатопараметричної оптимізації для тестової 69-вузлової схеми для тестової вартісної функції за першим варіантом наведені в табл. 5.6, у якій представлені параметри моделі a та b й відповідні довірчі інтервали $[a_1, a_2]$ та $[b_1, b_2]$. Задана перша поступка $\delta_1 = 0,01$, тобто для шуканого вектора провідностей КУ загальні активні втрати ΔP_{Σ} можуть перевищувати мінімальні $\Delta P_{\Sigma \min}$ не більше ніж на 1 %. Задана друга поступка $\delta_2 = 0,1$ для визначення схожості векторів.

Таблиця 5.6

Оцінка параметрів нелінійного показового рівняння регресії для тестової 69-вузлової ЕМ

Параметри/ розмірність	Значення параметрів
вузол	11, 21, 45, 48, 49, 50, 54, 61, 62, 64, 65, 69
QC, квар	100, 200, 100, 100, 100, 400, 200, 1100, 100, 100, 100, 100
ΔP_{Σ} , кВт, без QC	225, 1
ΔP_{Σ} , кВт	144, 20
$b = \beta, [b_1, b_2]$	-0,6656, [0,7526 0,57856]
$a, [a_1, a_2]$	2,0510, [1,8225 2,2795]
$[R^2, F]$	[0,898 245]

У результаті визначення місць встановлення КУ активні втрати зменшилися на 36,0 % по відношенню до ЕМ без КУ.

Коефіцієнт детермінації $R^2 = 0,898$ вказує на високу точність підбору рівняння регресії для усіх варіантів розрахунків. $F = 245$ значно перевищує $F_{кр} = 4,196$. Тому з вірогідністю $(1 - \alpha) = 0,95$ приймається гіпотеза про статистичну значимість рівняння регресії.

Результати, представлені у табл. 5.6, дали можливість зробити висновок, що встановлені КУ мають ранжований розподіл змінних вектора, який належить до класу показового рівняння (5.6). Іншою особливістю отриманого розподілу є зменшення потужності КУ першого рангу. Отримано достатню схожість шуканого вектора на вектор з заданою нелінійною аналітичною залежністю.

Перелік використаної літератури

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах // Техн. електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.
2. Dolezal J., Sautarius P., Tlustý J. The effect of dispersed generation on power quality in distribution system // Quality and Security of Electric Power Delivery Systems. CIGRE/IEEE PES International Symposium. – 2003. – P. 204–207.
3. Esposito G., Golovanov N., Lazaroiu C., Zaninelli D. Impact of Embedded Generation on the Voltage Quality of Distribution Networks // Electrical Power Quality and Utilization, EPQU. – 2007. – Vol. 3.
4. Stacy Feldman. The Wind Power Variability Myth Gets Debunked, Again, SolveClimate, Jul 17th, 2009.
5. Ерошенко С.А., Дмитриев С.А., Кузнецов Д.В., Кокин С.Е., Паздерин А.В. Вопросы размещения источников распределенной генерации в электрических сетях мегаполисов // Вест. Самарского гос. техн. ун-та. Серия «Технические науки». – 2011. – № 4. – С. 126-134.
6. Ерошенко С.А., Карпенко А.А., Паздерин А.В. Выбор оптимальной мощности и местоположения источника распределенной генерации в сети // Электроэнергетика глазами молодежи: Науч. тр. всерос. науч.-техн. конф.: Сб. статей. В 2-х т. \ Екатеринбург: УрФУ, 2010. Т. 1. – С. 170–175.
7. Acharya N., Mahat P., Mithulananthan N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network // Electrical Power and Energy System. – 2006. – No. 28. – P. 669–678.
8. Ahmed W., Sheta A.F. Optimization of Electric Power Distribution Using Hybrid Simulated Annealing Approach // American Journal of Applied Sciences. – 2008. – No. 5 (5). – P. 559–564.
9. Griffin T., Tomsovic K., Secrest D., Law A. Placement of Dispersed Generations Systems for Reduced Losses // Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences. – 2000. – Vol. 4.
10. Mahat P., Ongsakul W., Mithulananthan N. Optimal Placement of Wind Turbine DG in Primary Distribution Systems for Real Loss Reduction // Proceedings of Energy for Sustainable Development: Prospects and Issues for Asia. – 2006.

11. *Padma Lalitha M., Veera Reddy V.C., Usha V., Sivarami Reddy N.* Application of fuzzy and PSO for DG placement for minimum loss in radial distribution system // *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences.* – 2010. – Vol. 5, No. 4. – P. 30–37.
12. *Singh Deependra, Singh Devender, Verma K.S.* GA based Optimal Sizing & Placement of Distributed Generation for Loss Minimization // *Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology.* – 2007. – Vol. 26. – P. 381–387.
13. *Subrahmanyam J.B.V., Radhakrishna C.* Distributed Generator Placement and Sizing in Unbalanced Radial Distribution System // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering.* – 2009. – Vol. 4. – No. 2. – P. 232–239.
14. *Viswanadh M.M.G., Sekhar A.S.R.* Minimization of power loss and improvement of voltage profile by optimal placement of wind generator in distribution network // *International Journal of Engineering Research and Applications.* – 2012. – Vol. 2, Issue 6. – P. 987–993.
15. *Gandomkar M.* Application of Genetic Algorithm to Distribution Network Expansion Planning with Distributed Generation // *Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines.* – 2008. – P. 15–20.
16. *El-Zonkoly A.M.* Optimal Placement of Multi DG Units Including Different Load Models Using PSO // *Smart Grid and Renewable Energy.* – 2010. – No. 1. – P. 160–171.
17. *Gautam D., Mithulananthan N.* Optimal DG placement in deregulated electricity market // *Electric Power Systems Research.* – 2007. – No. 77. – P. 1627–1636.
18. *Тарасенко В.В.* Генетический алгоритм выбора распределённой генерации // *Вестн. ЮУрГУ. Серия «Энергетика».* – 2010. – Вып. 13. № 14 (190). – С. 15–19.
19. *Singh R.K., Goswami S.K.* A genetic algorithm based approach for optimal allocation of distributed generations in power systems for voltage sensitive loads // *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences.* – 2009. – Vol. 4, No. 2. – P. 78–87.
20. *Рахманов Н.Р., Каримов О.З., Зейналов А.Д., Ахмедова С.Т.* Оптимизация размещения установок распределённой генерации в энергосистеме // *Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность.* – 2010. – № 3. – С. 27–30.

21. *Knyazkin V., Ackermann T.* Interaction Between the Distributed Generation and the Distribution Network: Operation, Control and Stability Aspects // *17th International Conference on Electricity Distribution.* – 2003. – Session 4. – P. 40.
22. *Kamel R.M., Kermanshahi B.* Optimal size and location of distributed generations for minimizing power losses in a primary distribution network // *Computer Science & Engineering and Electrical Engineering.* – 2009. – Vol. 16, No. 2. – P. 137–144.
23. *Гончаренко І.С.* Окремі питання підвищення ефективності методу розв'язання задачі визначення оптимальних місць встановлення та потужності розосередженої генерації // *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр.* – 2015. – Вип. 42. – С. 47–52.
24. *Akorede M.F., Hizam H., Aris I., Ab Kadir M.Z.A.* A Review of Strategies for Optimal Placement of Distributed Generation in Power Distribution Systems // *Research Journal of Applied Sciences.* – 2010. – No. 5 (2). – P. 137–145.
25. *Aref A., Davoudi M, Seifi A., Ganjkhany I., id Davoudi M.* Particle Swarm Optimization Based Method for Optimal Placement and Estimation of DG Capacity in Distribution Networks // *International Journal of Science and Technology.* – 2012. – Vol. 2. – No. 7. – P. 486–491.
26. *El-Khattam W., Hegazy Y.G., Salama M.M.A.* Investigating Distributed Generation Systems Performance Using Monte Carlo Simulation // *IEEE Transactions on Power Systems.* – 2000. – Vol. 21, No. 2. – P. 524–532.
27. *Электрические системы.* Т. 1. Математические задачи электроэнергетики / Под. ред. В. А. Веникова: Учебн. пособие для электроэнерг. вузов. – М.: Высш. шк., 1970. – 336 с.
28. *Соболь И.М.* Метод Монте-Карло. – М.: Наука, 1968. – 64 с.
29. Calculating the Mean Power, access mode: http://www.wind-power-program.com/mean_power_calculation.htm
30. *Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Танкевич Є.М., Гончаренко І.С.* Особливості стохастичного моделювання вітряних електричних станцій // *Техн. електродинаміка. Темат. випуск «Силова електроніка та енергоефективність».* – 2012. – Ч. 1. – С. 168–173.
31. *Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Стелюк А.О., Гончаренко І.С., Ленга О.В.* Стохастичне моделювання режимів вітряних електростанцій // *Відновлювана енергетика.* – 2013. – № 1. – С. 58–68.

32. Лук'яненко Л.М. Аналіз режимів роботи сонячних електричних станцій // Энергосбережение • Энергетика • Энергоаудит. Спец. выпуск «Силовая электроника и электроэнергетика». – 2014. – № 9 (128) – Т. 2. – С. 3–7.

33. Зубюк Ю.П., Трач І.В. Компенсація реактивних струмів віддалених споживачів в умовах несинусоїдальності напруги // Міжнар. наук.–практ. конф. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУ. – 2011. – С. 66–68.

34. Зубюк Ю.П., Трач І.В. Практичний підхід до вибору конденсаторних установок в радіальних розподільних мережах // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. – 2013. – С. 213–221.

35. ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия // Государственный комитет СССР по стандартам. – М., 1985.

36. Injeti S.K., Thunuguntla V.K., Shareef M. Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms // Electrical Power and Energy Systems. – 2015. – V. 69. – С. 441–455.

37. Baran M.E., Wu F.F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems // IEEE Trans Power Deliv. – 1989. – V. 4 (1). – P. 725–734.

38. Rao R.S., Ramalingaraj N.M. Optimal capacitor placement in a radial distribution system using Plant Growth Simulation Algorithm // Electrical Power and Energy Systems. – 2011. – V. 11. – P. 1133–1139.

39. Franco J.F., Rider M.J., Lavorato M., Romero R. A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems // Electrical Power and Energy Systems. – 2013. – V. 48. – P. 123–130.

40. Kumar T.V., Kumar I.S. Implementation of Novel Optimization Algorithm for Optimal Placement and Sizing of Capacitor Banks in Radial Distribution Systems for Power Loss Minimization and Net Savings Maximization // International Journal of Computer Applications. – 2014. – V. 108 (11). – P. 19–25.

41. Nojavan S., Zare M.J.K. Optimal allocation of capacitors in radial/mesh distribution systems using mixed integer nonlinear

programming approach // Electric Power Systems Research. – 2014. – V. 107. – P. 119–124.

42. Kumar T.V., Kumar I.S., Meera Shareef. Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms // Electrical Power and Energy Systems. – 2015. – V. 69. – P. 441–455.

43. Devabalaji K.R., Ravi K., Kothari D.P. Optimal location and sizing of capacitor placement in radial distribution system using Bacterial Foraging Optimization Algorithm // Electrical Power and Energy Systems. – 2015. – V. 71. – P. 383–390.

44. Optimal Capacitor Placement Costs Benefits Due to Loss Reductions <http://etap.com/downloads/etap-ocp-article.pdf>

45. Abdelaziz A.Y., Ali E.S., Elazim Abd S.M. Optimal reactive power dispatch for improving voltage stability margin using a local voltage stability index // Engineering Science and Technology, an International Journal. – 2015 (in the press).

46. Халіл Т.М., Горпинич А.В. Выбор оптимальных сечений проводников и мест установки и мощности батарей конденсаторов в радиальных распределительных сетях с помощью селективного метода роя частиц // Наук. пр. Дон.НТУ. Сер. «Електротехніка і енергетика». – 2011. – Вип. 11. – С. 406–413.

47. Kennedy J., Eberhart R.C. Particle swarm optimization // In Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks. – 1995. – P. 1942–1948.

48. Зінько П.М. Математичні методи та числові алгоритми системного аналізу: Навч. посібн. – К.: КГУ ім. Т. Шевченка. – 2006. – 243 с.

49. Eajal A.A., El-Hawary M.E. Optimal Capacitor Placement and Sizing in Distorted Radial Distribution Systems Part I: System Modeling and Harmonic Power Flow Studies // Harmonics and Quality of Power (ICHQP). – 14th International Conference on. – 2010. – P. 1–9.

50. Zhang W., Liu Y. Multi-objective reactive power and voltage control based on fuzzy optimization strategy and fuzzy adaptive particle swarm // Int. J. Electr. Power Energy Syst. – 2008. – V. 30 (9). – P. 525 – 532.

51. Kavousi-Fard A., Niknam T. Considering uncertainty in the multi-objective stochastic capacitor allocation problem using a novel

self adaptive modification approach // Electric Power Systems Research. – 2013. – V. 103. – P. 16–27.

52. *Zubiuk Yu., Trach I., Sevastjuk I.* Capacitor banks selection in radial distribution network by combined algorithm // *Tekhnichna elektrodynamika*. – 2015. – Вип. 6. – С. 58–62.

53. *ДСТУ EN 50160:2014* (EN 50160:2010, IDT). Національний стандарт України. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності // ДП «УкрНДНЦ». – Введено 20.05.2014.

54. [www-сторінка виробника КУ ТОВ «Електросфера» electrosphere.com.ua.](http://www.electrosphere.com.ua)

55. *Трач І.В., Севастюк І.М.* Оцінка параметрів ранжованих змінних вектора провідностей конденсаторних установок із заданим нелінійним розподілом // *Техн. електродинаміка*. – 2016. – № 1. – С. 67–71.

Основні скорочення до розділу 5

ВДЕ	відновлювані джерела енергії
ВЕС	вітрова електростанція
ВЕУ	вітрова енергоустановка
ВМПРГ	визначення оптимальних місць встановлення та потужності розосередженої генерації
ЕМ	електрична мережа
КВВП	коефіцієнт використання встановленої потужності
КУ	конденсаторна установка
ЛЕП	лінія електропередачі
МРЧ	метод рою часток
НН	низька напруга
ОЕС	об'єднана енергосистема
СЕС	сонячна електростанція
СН	середня напруга
ПР	простір розв'язків
РГ	розосереджена генерація
РТ	розподільний трансформатор
ТП	трансформаторна підстанція
ЦФ	цільова функція

РОЗДІЛ 6

РЕЖИМИ РОБОТИ ВУЗЛІВ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

Одним з факторів зміни парадигми керування та розвитку європейської системоутворюючої мережі є масштабне впровадження електростанцій, що використовують відновлювані джерела енергії. Характерними для них є неконтрольовані та нестабільні рівні генерування, наявність гармонічних спотворень і відсутність інерційної складової в процесах, що протікають [1].

Міжнародною радою з великих електроенергетичних систем сформульовано нову концепцію розвитку енергосистем – «Електричні мережі майбутнього», яка включає: «активні» розподільні мережі; розвинену телекомунікаційну інфраструктуру; застосування силових електроніки на всіх класах напруги; використання систем акумулювання енергії; нові підходи до планування режимів, побудови систем релейного захисту, автоматичного та оперативного керування енергосистемою.

На сьогодні намічені основні напрямки інтеграції відновлюваних джерел енергії та розосереджених енергоресурсів, організації активної участі споживачів та створення нових інфраструктур, одним з прикладів яких є система *Micro Grid*, побудована на основі вузлів розосередженої генерації. Розглядаючи *Micro Grid* як концепцію функціональності та рівня класифікації енергосистем різного технічного та когнітивного наповнення, можна стверджувати, що у XXI столітті *Micro Grid* набула статусу ідеології, яка домінує в енергетиці. Феноменологічна нелінійна квадратична функція розвитку людства, використана академіком С.П. Капицею [2], дає змогу вважати, що входження техносотіуму *Micro Grid* у фазу зрілого розвитку відбудеться протягом найближчих десятиліть, причому одна з найважливіших ролей у цьому розвитку надасться силовій електроніці.

У зв'язку з тим, що потужність джерел у системах розосередженої генерації співставна з потужністю навантажень, а сучасне

обладнання – це в основному нелінійні навантаження, то у системі наявні нелінійні спотворення струму і відповідно напруги та зсув фаз між струмом і напругою. Забезпечення ефективної роботи всієї системи передбачає відбір максимальної енергії від джерел розосередженої генерації, що забезпечується компенсацією нелінійних спотворень струму, формуванням активного характеру навантаження та забезпеченням відповідного кута навантаження. Ці проблеми вирішуються на основі сукупності різноманітних пристроїв перетворювальної техніки, таких як регулятори, стабілізатори, компенсатори та ін.

Оскільки в системі розосередженої генерації наявні різнотипні джерела енергії, які працюють на спільне навантаження, зі своїми каналами зворотного зв'язку для підтримання параметрів електроенергії в заданому діапазоні, і загальна система також має декілька каналів зворотного зв'язку, наприклад, за напругою та потужністю, питання забезпечення стійкої роботи є одним з основних, що визначає працездатність системи.

При побудові таких систем загальна ефективність визначається як деяка комбінація (адитивна, мультиплікативна чи функціональна) показників мінімізації втрат та вартості електроенергії. Тому для загальної оцінки необхідно також враховувати результати електровартісного аналізу.

6.1. Структурна схема *Micro Grid*

6.1.1. Принципи побудови автономних систем розосередженої генерації

Ключовими вимогами до енергетики XXI століття стали доступність, надійність, економічність, ефективність, гармонія з навколишнім середовищем, безпека. Для розосереджених енергосистем, що мають порівняно низький коефіцієнт корисної дії, особливо актуальною є проблема підвищення якості та мінімізації втрат електроенергії при її розосередженій генерації та передачі до кінцевого споживача [3, 4].

Такі фактори, як подальше економічне зростання, збільшення обсягу електроспоживання, підвищення вимог до якості та рівня надійності енергопостачання, значний негативний вплив електро-

енергетики на навколишнє середовище за рахунок використання традиційних технологій, проблеми зі створенням потужного енергетичного обладнання призвели до необхідності побудови інтелектуальних енергетичних систем з розосередженою генерацією. Подібні системи повністю інтегровані, саморегульовані та самовідновлювані, мають мережеву топологію та об'єднують генеруючі джерела, магістральні, розподільні мережі та різноманітні види споживачів, які керуються єдиною системою в реальному часі [5].

Основними цілями, що реалізуються при впровадженні інтелектуальних мереж, є досягнення енергетичної безпеки, безперебійного постачання, електричної енергії відповідної якості, енергоощадності та доступної ціни на електроенергію, мінімального впливу на навколишнє середовище.

Сучасна інтелектуальна мережа будується на основі таких принципів, як автоматизація системи для роботи зі споживачами, часткова автоматизація мереж з функціями самовідновлення, використання віддаленого керування та контролю мережі, активне використання аналітики для оптимізації потоків електроенергії, керування споживачами за станом [6, 7].

Поряд з реалізацією розосередженої генерації забезпечення моніторингу, обліку, керування енергетичними потоками в реальному часі, використанням оптимальних законів керування також вирішуються питання електромагнітної сумісності, якості параметрів електроенергії, забезпечення протікання двонаправлених потоків енергії, стійкості та надійності систем [8].

Останнім часом вузли генерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) все ширше застосовуються як у світі, так і в Україні. Відповідно до енергетичної стратегії України [9] передбачається збільшення встановленої потужності ВДЕ в енергосистемі України до 1,9 ГВт. Змінний та ймовірнісний характер вихідної потужності, що притаманний генерації на основі ВДЕ, призведе до збільшення впливу цих джерел на режими роботи енергосистеми України. Це стосується якості напруги, активної та реактивної потужностей та організації керування [10].

Доцільність використання механічної, сонячної, вітрової, теплової енергії, енергії біомаси, океанів, припливів для перетворення в електричну обумовлює створення локальної ізольованої системи розосередженої генерації енергії, притаманної *Micro Grid*.

Визначимо *Micro Grid* як електричну систему невеликої потужності, наприклад, до 100 МВт, що містить навантаження та вузли розосередженої генерації і може працювати скоординовано та контрольовано як у стані приєднання до основної енергосистеми, так і в ізольованому режимі. У загальному випадку *Micro Grid* складається з енергетичних вузлів розосередженої генерації окремих груп навантажень, об'єднаних за принципом гібридних систем. Гібридною системою називається комбінація відновлюваних джерел, резервного дизельного генератора та/або акумуляторної батареї [11] потужністю від 100 кВт до понад 20 МВт пікового електроспоживання. Такі системи забезпечують надійне та безперебійне електропостачання та знижують вартість електроенергії. Гібридні системи застосовуються на Алясці у 16 населених пунктах з гібридними вітродизельними станціями потужністю до 13 МВт, а у Австралії та Антарктиді подібні системи працюють вже понад 10 років.

Перевагами автономних гібридних систем є: неперервність роботи з точки зору надійності; спрощені технічні умови при під'єднанні до енергосистем; відсутність плати за технологічне приєднання; більш низька вартість електроенергії [12]. Надалі під терміном «енергетичний вузол розосередженої генерації» розуміються сонячна батарея, вітрогенератор та дизель-генератор, що працюють паралельно на спільне навантаження з накопичувачем енергії.

Micro Grid дає змогу усунути низку проблем та забезпечити: надійність електропостачання незалежно від мережевих відключень; стабільність ціни, яка захищає від коливань ринку; енергоефективність – збільшення ККД системи; безпеку електропостачання – захист від зовнішніх втручань; охорону навколишнього середовища – використання джерел відновлюваної або екологічно чистої енергії; масштабованість – по горизонталі (зростання населення) та по вертикалі (збільшення електроспоживання).

Необхідний рівень напруги для *Micro Grid* залежить від кількох факторів, у тому числі архітектури системи, щільності навантажень, відстані між навантаженнями та генераторами. Невеликі *Micro Grid* можуть працювати зі стандартними напругами – 120/240 В, 208 або 480 В. Більші *Micro Grid* працюють з будь-яким класом напруг: 5, 15, 25 або 35 кВ. Для роботи *Micro Grid* зі стандартним обладнанням традиційних мереж доцільно використовувати стандартні рівні напруги.

Таблиця 6.1

Класифікація Micro Grid за рівнем генерації електроенергії

№ з/п	Назва	Рівень генерації	Приклад використання розосередженої генерації	Номинальне значення напруги в системі	Типова площа, км ²
1	Системи електрифікації сільських районів	До 100 МВт	Системи генерації сільської місцевості у віддалених географічних районах	34,5 кВ	15-90
2	Підстанція	5-20 МВт, > 20 МВт	Районні підстанції енергосистем з дизельними станціями	13,2 кВ	5-30
3	Об'єкт з декількома навантаженнями	< 2 МВт, 2-5 МВт	Підстанції в лікарнях, школах, готельних комплексах	4,8 кВ	1-10
4	Енергетичний вузол розосередженої генерації	До 100 кВт	Підстанції в окремих приватних будинках населених пунктів	480 В	<0,1

У табл. 6.1 наведено класифікацію Micro Grid за рівнем генерації електроенергії, номінальним значенням напруги та типовими площами [8].

Оскільки генератори електроенергії у Micro Grid знаходяться поблизу навантажень, стосовно роботи генераторів ставиться низка вимог: до шуму, вібрації, викидів та інших вимог користувача.

Таблиця 6.2

Види генераторів у системі Micro Grid

№ з/п	Види генераторів	Потужність
1	Двигуни внутрішнього згорання	10 кВт...100 МВт
2	Газові турбіни	0,5...50 МВт
3	Мікротурбіни	20...500 кВт
4	Паливні елементи	1 кВт...10 МВт
5	Сонячні батареї	5 Вт...5 МВт
6	Вітрогенератори	30 Вт...10 МВт

У табл. 6.2 наведено види генераторів, які використовуються у системі Micro Grid і характеризуються низькою вартістю експлуатації, високою ефективністю при широкому діапазоні змін навантаження, регульованими зовнішніми характеристиками, високою надійністю та стійкістю до стрибків та провалів напруги.

Об'єднання генераторів та накопичувачів у загальну систему, яка спроможна забезпечити однотипність параметрів енергії, здійснюється на основі використання перетворювачів параметрів електричної енергії [13] шляхом реалізації таких можливостей:

- по-перше, перетворювачі виконують функції конфігураторів системи з забезпеченням певних режимів роботи як генеруючих пристроїв, так і навантажень;

- по-друге, перетворювачі виконують функції оптимізаторів режимів роботи окремих генераторів та системи в цілому як у ситуації аналогової повільної зміни потоків енергії первинної енергії, так і в ситуації безперервно-дискретної зміни конфігурації мережі та зміни навантаження;

- по-третє, перетворювачі виступають як формувачі напруги та струму з заданою якістю параметрів та забезпечують їхню стабілізацію.

Перераховані можливості перетворювачів реалізуються шляхом побудови розосередженої системи їх розташування як біля генеруючих пристроїв, так і біля навантажень або шляхом побудови перетворювальних підстанцій, що об'єднують окремі перетворювачі з організацією шляхів передачі енергії між ними [14].

У табл. 6.3 наведено характеристики генераторів енергії та типи напівпровідникових перетворювачів, які використовують з цими генераторами [15, 16].

Зважаючи на додаткову складність, обумовлену можливістю роботи в ізолюваному режимі, архітектура та система керування Micro Grid відрізняються від архітектури та системи керування традиційної системи розосередженої генерації. Генератори в традиційній системі працюють паралельно з зовнішньою мережею і від'єднуються від неї при значних порушеннях енергопостачання. У Micro Grid при порушеннях енергопостачання частини системи (комірки) відключаються від загальної мережі і переходять в ізолюваний режим, при цьому один з генераторів електроенергії у кожній комірці задає частоту та рівень напруги, а система керування

Таблиця 6.3
Характеристики генераторів енергії та типи напівпровідникових перетворювачів системи Micro Grid

№ з/п	Генератори енергії	Капітальні витрати, \$/кВт	Вартість електроенергії, \$/кВт	Можливе порушення вимог	Сфера використання	Тип перетворювача видів енергії	Тип перетворювача параметрів енергії	
1	Двигуни внутрішнього згорання	300-900	0,07-0,15	Шум, постачання палива, викиди	Житлові, комерційні та промислові райони	Синхронний генератор	Випрямляч, безпосередній перетворювач частоти, матричний перетворювач	
								0,05-0,15
								0,09-0,15
2	Газові турбіни	500-1000	0,04-0,2	Ресурсо-доступність, шум, складність обслуговування	Енергетичні вузли <i>Micro Grid</i> за наявності накопичувача	Фотоелементи	Широтно-імпульсний перетворювач, інвертор	
3	Мікротурбіни	700-1000	0,2-0,4					
4	Вітрогенератори	700-1200	0,15	Ресурсо-доступність, складність обслуговування	Житлові, комерційні та промислові райони	Перетворювач хімічної енергії горіння в електричну	Широтно-імпульсний перетворювач, інвертор	
5	Сонячні батареї	5000-8000		Постачання палива				
6	Паливні елементи	4000-5000						

визначає розподіл потужностей у відповідному співвідношенні між іншими генераторами цієї комірки. Для цього використовуються високошвидкісні розподільні пристрої, наприклад статичні перемикачі.

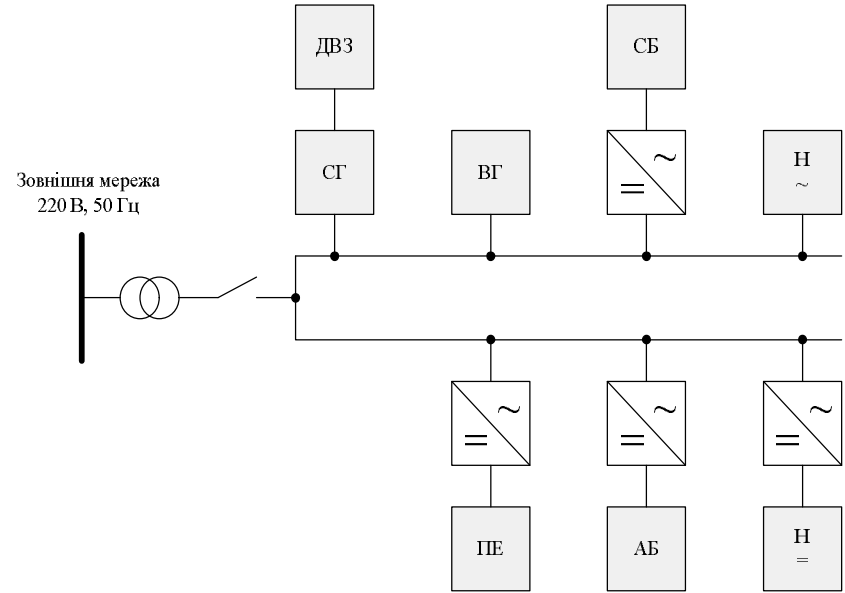


Рис. 6.1. Приклад системи Micro Grid

На рис. 6.1 наведено приклад системи Micro Grid, яка складається з різноманітних відновлюваних джерел та традиційних генераторів, забезпечує якість напруги на навантаженні необхідного рівня і працює або як частина Smart Grid, або як ізолювана система [17, 18, 19]. Двигун внутрішнього згорання (ДВЗ) з синхронним генератором (СГ) задає частоту та рівень напруги у системі, тоді як вітрогенератор (ВГ) і сонячна батарея (СБ) генерують певний рівень потужності залежно від параметрів потоків первинної енергії, паливний елемент (ПЕ) є джерелом постійного струму, акумулююча батарея (АБ) забезпечує накопичення електроенергії та виконання умови рівності еквівалентного внутрішнього опору джерел опору навантаження для відбирання максимальної енергії від відновлюваних джерел залежно від зовнішніх умов та навантаження (Н).

У системі Micro Grid немає універсальної заздалегідь визначеної архітектури, якій надається перевага, оскільки в ній присутні різноманітні навантаження та генератори, а системи можуть розташовуватись у різних географічних районах з різним ландшафтом [20].

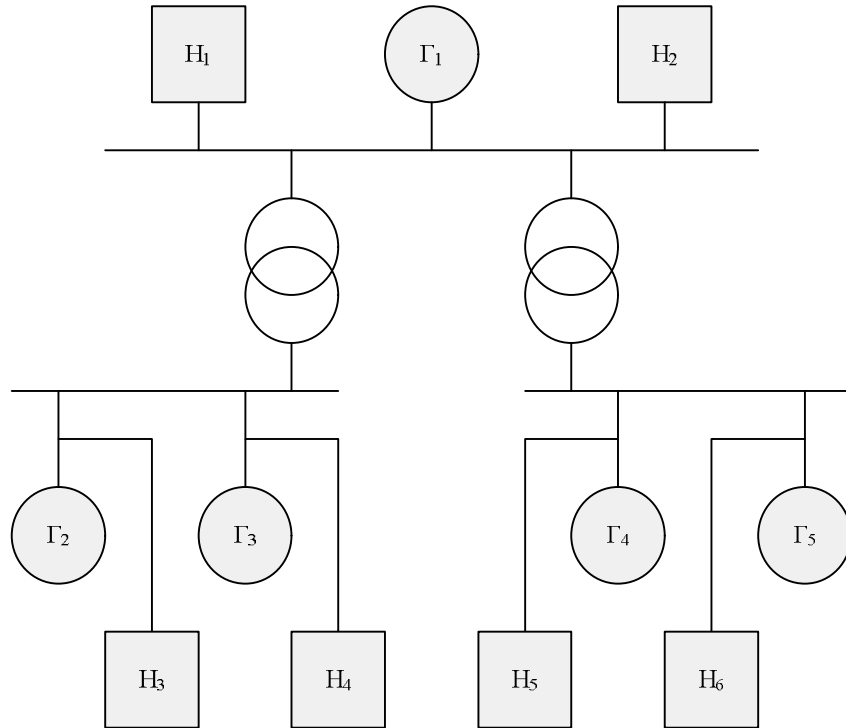


Рис. 6.2. Радіальна архітектура Micro Grid

На рис. 6.2 показано варіант типової радіальної архітектури Micro Grid з декількома рівнями генерації, яка складається з підсистем навантажень H_j різних встановлювальних потужностей з одним або кількома генераторами G_i , де j та i – номери навантажень та генераторів. Ще одним варіантом побудови Micro Grid є коміркова архітектура, приклад якої зображено на рис. 6.3 з n комірками.

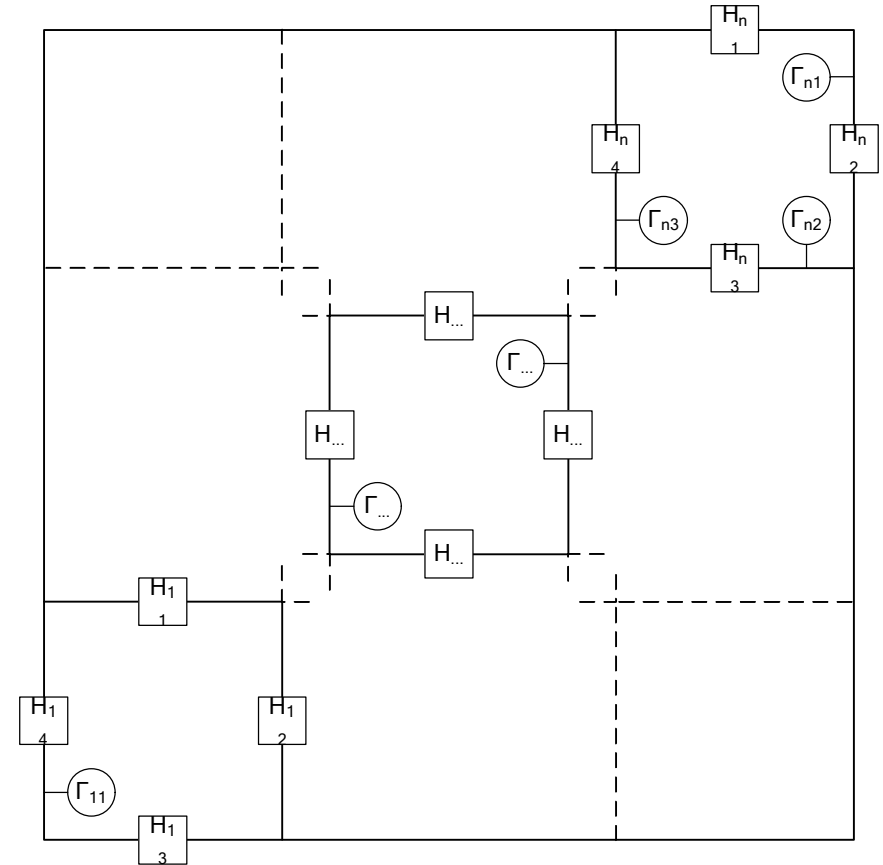


Рис. 6.3. Коміркова архітектура Micro Grid

Вибір радіальної чи коміркової архітектури Micro Grid засновується на особливостях потоків енергії, які є характерними для навколишнього середовища конкретних географічних районів, економічній доцільності застосування тієї чи іншої архітектури та очікуваних потреб користувачів.

На відміну від радіальної архітектури, яка характеризується тим, що шляхи передачі електроенергії є незмінними та заздалегідь відомими, що дає змогу за допомогою різних алгоритмів лінійного програмування мінімізувати втрати при передачі енергії [21], коміркова архітектура є більш гнучкою. А це дає змогу змінювати шляхи

хи передачі енергії, і при наявності відновлюваних джерел забезпечити їх роботу в режимі відбору максимальної енергії.

Незалежно від обраної архітектури задача аналізу процесів генерації та споживання електроенергії, мінімізації втрат у енергетичному вузлі розосередженої генерації Micro Grid, визначення режимів роботи окремих генераторів при забезпеченні режиму відбору максимальної енергії залишається актуальною.

6.1.2. Проблеми ефективного використання електроенергії

Охарактеризувати процес виробництва, передачі та споживання електроенергії, оцінити потенціал енергозбереження систем електроживлення, обґрунтувати доцільність вибору енергозберігаючих заходів дають можливість методи ефективного використання енергії, засновані, по-перше, на мінімізації втрат енергії, капітальних витрат, вартості електроенергії, по-друге, на забезпеченні відбору максимальної енергії відновлюваних джерел, необхідних параметрів якості напруги на навантаженні [22].

З розвитком розосередженої генерації електроенергії виникають два аспекти інтеграції аналогової енергосистеми з цифровою інформаційною інфраструктурою: досягнення найбільш ефективної роботи аналого-орієнтованої енергосистеми; отримання якісної інформації з метою прийняття рішень цифро-орієнтованої системи керування. Ці задачі вирішуються таким чином: системами перетворення різних видів енергії в електричну і засобами силової перетворювальної техніки для перетворення та узгодження параметрів електричної енергії; засобами обчислювальної техніки, мікропроцесорними системами керування окремих пристроїв та загальної системи. Окремо пристрої силової електроніки є необхідними складовими системи електроживлення, за допомогою яких здійснюються адаптація аналогової енергосистеми, екстраполяція поведінки інформаційної системи та об'єднання енерго- та інформаційної системи у єдиний інформаційний простір з обов'язковим забезпеченням комфортності користувача [23, 24, 25].

Ефективне використання електроенергії у Micro Grid досягається таким чином:

1. Оптимізацією шляхів передачі електроенергії в енергосистемі з мінімізацією втрат при передачі в навантаження та обміні енергією між вузлами розосередженої генерації.

2. Адекватним вибором режимів роботи кожного генератора енергії (джерело напруги, струму, потужності).

3. Відбором максимальної енергії відновлюваних джерел при зміні потоку первинної енергії: величини сонячного випромінювання, швидкості на напрямку вітру, а також мінімізацією рівня витрат палива двигунів.

4. Вибором такого режиму роботи накопичувача електроенергії, який би мінімізував подвійну втрату енергії при заряді/розряді.

5. Забезпеченням необхідних параметрів якості електроенергії, яка б відповідала вимогам споживачів щодо рівня та якості напруги, відповідного $\cos\varphi$ та коефіцієнта гармонік, а також режимам роботи генераторів, наприклад, забезпеченням відповідного кута навантаження θ синхронного генератора.

6. Організацією системи керування процесами при зміні конфігурації мережі розосередженої генерації при узгодженні режимів роботи генераторів та навантажень з виконанням умов відбору максимальної енергії та забезпеченні стійкості системи в цілому.

Мінімізація втрат електроенергії в процесі її генерації, розподілу та передачі за рахунок зміни конфігурації мережі дає змогу здійснювати підключення таких вузлів генерації, від яких передача енергії до навантаження супроводжується мінімальними втратами на лініях електроживлення.

Слід зазначити, що конфігурація мережі залежить від вибору режимів роботи окремих генераторів [26, 27], що дає змогу зменшити втрати енергії в системі. Неузгоджений вибір режимів роботи може призвести до надлишкових втрат, що добре ілюструє включення двох джерел напруги, які працюють паралельно.

Вибір режиму роботи окремого генератора, крім мінімізації втрат, забезпечує відбір максимальної енергії первинного потоку, що дає змогу генерувати надлишкову енергію в мережу, мінімізувати питому вартість електроенергії, а також мінімізувати витрати палива дизель-генератора. Умова відбору максимальної енергії безпосередньо пов'язана з графіком електроспоживання (добовий, тижневий, місячний) та необхідністю запаса деякої енергії в акумуляторних накопичувачах. Дані графіків потоків первинної енергії відновлюваних джерел та графік електроспоживання дають можливість спрогнозувати вибір такого режиму роботи генератора, в яко-

му забезпечується відбір максимальної енергії та мінімізується енергія для заряду та розряду накопичувача.

Різномісний характер джерел енергії як постійна напруга на виході сонячних батарей, змінна за частотою та рівнем напруга вітрогенераторів, змінна напруга дизель-генератора потребує, крім узгодження режимів їх роботи, забезпечення певних параметрів якості електричної енергії.

Залежно від типу первинних джерел енергії необхідно обирати структуру, в якій реалізуються принципи додавання потоків енергії або в загальному контурі, або у загальному вузлі, або на постійному, або на змінному струмі [8, 16, 24, 26].

Оскільки між джерелами енергії та навантаженням підключаються перетворювачі різних типів, які забезпечують необхідні зовнішні характеристики генераторів та відповідні режими їх роботи як джерел струму, напруги або потужності, доцільно оцінити їх сумісну роботу в одному енергетичному вузлі розосередженої генерації, параметри якого змінюються. Виходячи з того, що додавання потоків енергії на постійному струмі значно спрощує аналіз оцінки сумісної роботи різномісних джерел енергії і в той же час відповідає на основне питання – який вид зовнішніх характеристик необхідно формувати перетворювачем енергії для забезпечення найбільш ефективної роботи системи, розглянемо саме такий варіант.

Конфігурацію енергетичного вузла розосередженої генерації показано на рис. 6.4, де позначено: ДГ – дизель-генератор; ДД – дизельний двигун; ОЗ – обмотка збудження; В – випрямляч; К – компенсатор; ШПП – широтно-імпульсний перетворювач як пристрій відбору максимальної енергії; І – інвертор; Σ – суматор енергії в загальному вузлі на постійному струмі; Z_n – навантаження змінного струму; П З/Р – перетворювач заряду/розряду акумуляторної батареї; ДН – датчик напруги; ДП – датчик потужності; локальна СК – система керування окремим генератором; загальна СК – система керування енергетичним вузлом розосередженої генерації, яка реалізує принцип залежного керування станом всіх генераторів електроенергії.

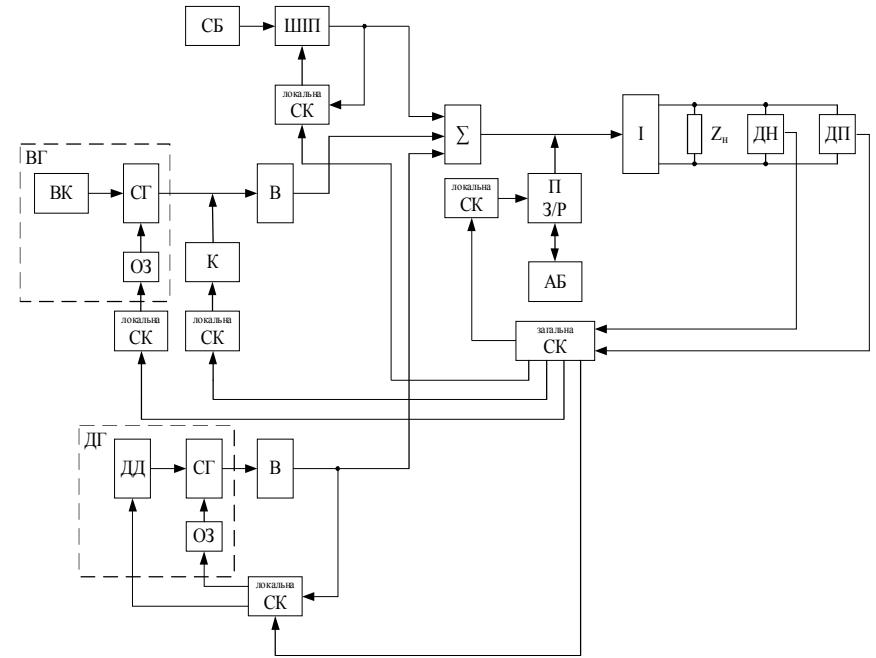


Рис. 6.4. Конфігурація енергетичного вузла розосередженої генерації

6.1.3. Вплив параметрів окремих джерел на їх сумісну роботу

Через змінний та нестаціонарний характер потоків первинної енергії відновлюваних джерел найбільш ефективно використання енергії здійснюється при комбінованому застосуванні деякого джерела електроживлення у вигляді дизель-генератора з обов'язковим підключенням системи накопичення енергії у вигляді акумуляторної батареї та відповідної системи керування рівнем використання потоків енергії та їх перенаправленням.

Система керування енергетичним вузлом розосередженої генерації виконує функції мінімізації витрат палива, вибору режиму роботи джерел енергії, забезпечення відбору максимальної енергії, стабілізації частоти та рівня напруги, а також функцію прогнозування потоків енергії сонячної батареї та вітрогенератора з оцінкою стану акумуляторної батареї для визначення рівня енергії, необхідної для накопичення [28, 29].

У будь-якому випадку дизель-генератор, як основне джерело системи (див. рис. 6.4), задає параметри напруги, при цьому інші генератори працюють у режимах джерел струму з розподілом потужності між ними в заданому співвідношенні. Враховуючи, що кожен генератор може працювати в трьох режимах, а акумуляторна батарея – у двох, загальна кількість варіантів комбінації різних режимів роботи навіть для такої простої схеми без врахування варіантів підключення навантажень сягає 54, що зумовлює необхідність оцінки кожної конфігурації та вибору найбільш ефективної з точки зору відбору максимальної енергії та забезпечення умов стійкості.

Система відбору максимальної енергії, рівняння якої визначаються за даними датчиків потоку сонячного випромінювання або швидкості та напрямку вітрового потоку, задає потужності на виході відновлюваних джерел.

Сумарна енергія W_{Σ} , що генерується в системі, описується таким виразом:

$$W_{\Sigma} = W_{ДГ} + W_{СБ} + W_{ВГ} + W_{АБ}, \quad (6.1)$$

де $W_{ДГ}$ – енергія дизель-генератора; $W_{ДГ} \rightarrow \min$ для мінімізації витрат палива; $W_{СБ}$, $W_{ВГ}$ – енергія відновлюваних джерел, яка визначається блоком прогнозування потоків первинної енергії, $W_{СБ} \rightarrow \max$, $W_{ВГ} \rightarrow \max$; $W_{АБ}$ – енергія для заряду/розряду акумуляторної батареї, $W_{АБ} \rightarrow \min$.

Для забезпечення відбору максимальної енергії відновлюваних джерел та стабілізації параметрів напруги кожного генератора в системі наявні ланки зворотного зв'язку:

- широтно-імпульсний перетворювач сонячної батареї, охоплений зворотним зв'язком для стабілізації вихідної напруги, струму або потужності;

- вітрогенератор, охоплений зворотним зв'язком за обмоткою збудження синхронного генератора для стабілізації напруги обмотки збудження;

- дизель-генератор, охоплений зворотним зв'язком для стабілізації потужності (моменту) на валу та напруги обмотки збудження.

Стійкість кожної частини енергетичного вузла розосередженої генерації, яка містить джерело енергії та перетворювач, обумо-

влюється розподілом потоків енергії між джерелами та необхідним рівнем напруги на навантаженні [30, 31, 32].

Збільшення кількості ланок зворотного зв'язку в системі обумовлює більш складні умови забезпечення стійкості її роботи. Тому актуальною є задача дослідження питання стійкості при сумісній роботі різнотипних джерел енергії на спільне навантаження.

Таким чином, для ефективного використання енергії у системі Micro Grid необхідно здійснити вибір структури мережі при динамічній зміні параметрів первинних потоків енергії та вплив сумісної роботи генераторів та навантажень з перетворювачами на стійкість системи та обрання такої конфігурації, режимів роботи та параметрів системи, які б забезпечили відбір максимальної енергії від відновлюваних джерел і мінімізацію втрат у енергетичному вузлі розосередженої генерації.

6.1.4. Відбір максимальної енергії окремих джерел

Відбір максимальної енергії від дизель-генератора. Одним з генераторів електроенергії вузла розосередженої генерації є дизель-генератор, режим роботи якого визначає параметри напруги на навантаженні та режими роботи інших відновлюваних джерел. Тому для забезпечення ефективної роботи всієї системи необхідно забезпечити узгоджену роботу генераторів та навантажень з мінімізацією витрат палива дизель-генератора.

У статичних режимах визначальним параметром для мінімізації витрат палива є значення частоти обертання, при якій енергія палива максимально перетворюється в механічну. Збільшення або зменшення швидкості обертання валу при перехідних процесах призводить до відхилення від оптимального режиму роботи двигуна і відповідно до збільшення витрат палива.

На рис. 6.5 показана зовнішня характеристика дизельного двигуна як функція залежності моменту на валу двигуна M від кількості обертів n з лінією САС' оптимальної витрати палива.

Зміна положення рейки паливного насоса та режиму роботи випрямляча, включеного на виході дизель-генератора (див. рис. 6.4), повертає робочу точку РТ на лінію оптимальної витрати палива.

M, Н·м

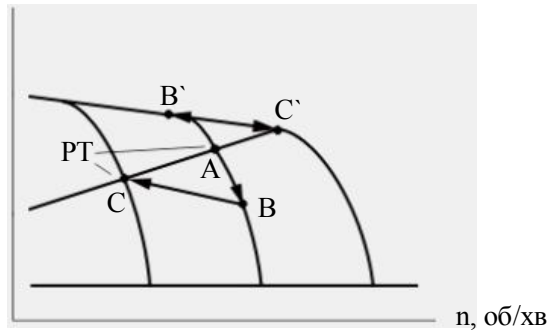


Рис. 6.5. Зовнішня характеристика дизельного двигуна

Для забезпечення знаходження робочої точки на лінії SAC' у перехідних режимах використовується додаткове джерело електроенергії [33, 34], що забезпечує мінімальні втрати та необхідні параметри перехідного процесу. Це може бути, наприклад, акумуляторна батарея, основною функцією якої є забезпечення потрібної якості напруги на навантаженні в режимі розряду та формування еквівалентного опору для виконання умови відбору максимальної енергії від відновлюваних джерел у режимі заряду [35].

Проте для зменшення витрат палива в абсолютних одиницях дизель-генератор має працювати у режимі, близькому до холостого ходу, що не відповідає оптимальному режиму, і характеризується найбільшими питомими витратами палива. Але враховуючи, що інший обсяг енергії, яка споживається, забезпечується відновлюваними джерелами, приведені до загальної кількості енергії питомі витрати палива дизель-генератора виявляються значно меншими.

У загальному випадку залежність питомих витрат палива B (кг/с) від відносного значення потужності \bar{P} на валу визначається нелінійною функцією і апроксимується виразом [36]

$$B = B_0 + k(\bar{P})^\alpha, \quad (6.2)$$

де B_0 – постійна величина, що визначається параметрами холостого ходу; $\bar{P} = \frac{P}{P_{xx}}$ – відносне значення потужності; P – поточне значення

чення потужності; P_{xx} – потужність холостого ходу; k, α – деякі коефіцієнти.

Перехідний процес при збільшенні потужності на валу двигуна достатньо добре описується диференціальним рівнянням першого порядку [37], рішення якого має такий вигляд:

$$P(t) = P_m(1 - e^{-t/\tau}), \quad (6.3)$$

де τ – механічна постійна часу системи «дизельний двигун – синхронний генератор»; P_m – максимальне значення потужності.

З метою забезпечення мінімізації витрат палива дизель-генератора необхідно узгоджувати режими його роботи і режими роботи інших відновлюваних джерел та акумуляторних накопичувачів.

Ефективне використання енергії акумуляторної батареї.

Оскільки в енергетичному вузлі розосередженої генерації акумуляторна батарея виконує не тільки функцію запасу енергії, а й використовується для забезпечення ефективної роботи дизель-генератора, бажано забезпечити умови раціонального використання енергії акумуляторної батареї при її заряді та розряді в режимах, які подовжують ресурс її експлуатації та гарантують мінімальні втрати енергії. Так, для зменшення втрат свинцево-кислотних акумуляторів, викликаних поляризацією, використовується режим імпульсного асиметричного заряду, який дає змогу збільшити термін роботи акумуляторної батареї в 1,5-3 рази [38, 39]. Для інших типів акумуляторів, таких як нікель-кадмієві, натрій-сірчані, літій-іонні та суперконденсатори, використовується заряд постійним струмом, але параметри зарядного та розрядного струмів залежать від типу акумуляторів.

З метою прогнозування використання мінімально необхідної частки енергії, що накопичується в акумуляторі та віддається в навантаження, використовуються добові часові характеристики генерації енергії відновлюваними джерелами, сумарної згенерованої енергії та енергії споживання. За обраний проміжок часу середні рівні енергій, що генеруються та споживаються, дорівнюють один одному.

Для подовження терміну експлуатації акумуляторної батареї необхідно зменшувати глибину її заряду та розряду. Така організа-

ція керування дає змогу мінімізувати кількість підключень акумуляторної батареї і в тих режимах пікових навантажень, які не відповідають прогнозу, навантажувати дизель-генератор як основне джерело живлення. З точки зору ефективного використання енергії відновлюваних джерел від вітрогенератора та сонячної батареї бажано відбирати максимально можливу енергію під час їх роботи.

Відбір максимальної енергії від сонячної батареї. При виконанні умови відбору максимальної енергії сонячна батарея працює в точці максимальної потужності [40, 41, 42].

Зі зміною зовнішніх умов та режиму роботи навантаження забезпечення виконання умови відбору максимальної енергії здійснюється шляхом вибору відповідного середнього значення струму широтно-імпульсного перетворювача, що підключений на виході сонячної батареї, та амплітуди пульсації його змінної складової, значення яких нормуються струмом короткого замикання СБ [43].

Наявність несиметричної пульсації потужності сонячної батареї обумовлює необхідність змінювати значення параметрів струму та амплітуди його пульсацій для забезпечення регулювання потужності сонячної батареї в діапазоні від нуля до одиниці, причому одне значення вихідної потужності забезпечується нескінченною множиною режимів роботи сонячної батареї за комбінацією величини струму та амплітуди його пульсацій в околі точки відбору максимальної потужності.

Інші способи відбору максимальної енергії від сонячної батареї засновані на використанні заздалегідь відомих схем ввімкнення СБ та стабілізації вихідної напруги при послідовному з'єднанні та вихідного струму при паралельному з'єднанні [44]. Незважаючи на спосіб відбору максимальної енергії, що реалізується, одним з конструктивних вузлів системи є широтно-імпульсний перетворювач, який виконує функції регулятора та/або стабілізатора напруги, струму або потужності.

Відбір максимальної енергії від вітрогенератора забезпечується режимом відбору максимальної енергії від кожного конструктивного вузла, основними з яких є синхронний генератор та вітроколесо [45]. Синхронний генератор підключається до навантаження або через перетворювач частоти з вставкою постійного струму, або безпосередньо в мережу як генератор змінної напруги [46, 47]. Оскільки в енергетичному вузлі розосередженої генерації додаван-

ня енергії відбувається на постійному струмі, то для узгодження синхронного генератора та навантаження в систему включено випрямляч.

Несинусоїдальність фазних напруг та струмів при роботі синхронного генератора на випрямляч призводить до виникнення вищих гармонік струму споживання, зміни кута навантаження та зменшення рівня енергії, що передається в навантаження. Цей рівень буде максимальним за умови формування компенсатором К активного характеру навантаження та відповідної форми задавального струму.

Залежність потужності P вітроколеса від швидкості вітру та інших параметрів описується формулою [45]

$$P = C_p \frac{\rho \pi R^2 v^3}{2}, \quad (6.4)$$

де v – швидкість вітру; ρ – густина повітря; R – радіус вітроколеса; C_p – коефіцієнт потужності.

Оскільки зі зміною швидкості вітру змінюється швидкість обертання вітроколеса, за якої потужність на валу вітроколеса є максимальною, необхідно узгодити характеристики зміни потужності вітроколеса та електричного генератора залежно від швидкості обертання, загальний вигляд яких показано на рис. 6.6.

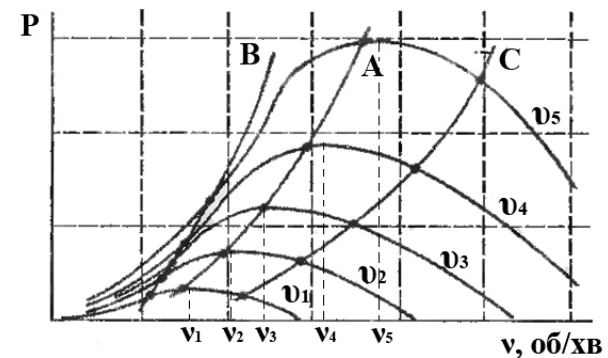


Рис. 6.6. Характеристики потужності вітроколеса та електричного генератора

З цього рисунка можна зробити висновок, що найсприятливіший режим роботи вітроколеса та генератора досягається для системи вітроколесо-генератор за кривою потужності А, яка відповідає максимально можливим значенням потужності для різних швидкостей вітру $v_1 \dots v_5$.

При стаціонарному положенні лопатей та гондоли, крім виконання умови $\cos\varphi=1$, для отримання максимальної енергії від вітрогенератора необхідно узгоджувати еквівалентний внутрішній опір вітрогенератора та опір навантаження, але для забезпечення відбору максимальної енергії від вітрового потоку необхідно здійснювати поворот лопатей і гондоли вітрогенератора так, щоб значення швидкості та тиску потоку вітру відповідали максимальному рівню енергії.

Умовою початку повороту лопаті або гондоли є розбіжність напрямку потоку вітру з віссю обертання. Як тільки напрямок потоку вітру зміниться так, що між його вектором та віссю обертання утворюється деякий кут, на систему керування надійде сигнал про необхідність повороту лопаті або гондоли. За умови, що проекція вектора швидкості вітру на вісь обертання гондоли буде дорівнювати нулю, аеродинамічний опір лопаті набуватиме мінімального значення, а рівень енергії вітру, що надходить для перетворення в електроенергію, буде максимальним. Аналогічно й для гондоли – аеродинамічний опір буде мінімальним за умови, що проекція вектора швидкості вітру на вісь обертання лопаті буде дорівнювати нулю. При зміні кута атаки аеродинамічний опір буде зростати, а рівень енергії зменшуватися.

Для вітрогенератора проекція вектора швидкості вітру на вісь обертання пропорційна косинусу кута атаки, і при малих приростах кута при постійній швидкості обертання виконуючих механізмів внутрішній опір вітрогенератора можна вважати лінійною функцією часу:

$$r(t) = k_R \cdot t, \quad (6.5)$$

де k_R – коефіцієнт масштабування, який має розмірність $\left[\frac{\text{Ом}}{\text{с}} \right]$.

Оскільки для роботи вітрогенератора в режимі відбору максимальної потужності необхідно, щоб виконувалася умова

$r(t) = R_{EKB}(t)$, то еквівалентний опір навантаження має змінюватися за таким же лінійним законом, що й внутрішній: $R_{EKB}(t) = k_R \cdot t$.

У цьому випадку, нехтуючи внутрішнім опором транзистора, пульсаціями струму в індуктивності L_ϕ та пульсаціями напруги на ємності C_ϕ , рівняння RL -кола спрощеної еквівалентної схеми запишеться у вигляді

$$L \frac{di(t)}{dt} + r(t) \cdot i(t) + R_H(t) \cdot i(t) = E_m \sin \omega t. \quad (6.6)$$

Для визначення струму перехідного процесу у вихідному колі вітрогенератора необхідно розв'язати рівняння (6.6), права частина якого є синусоїдальною функцією напруги. Однак у вітроенергетичних установках потужністю до 2 кВт [48] швидкість обертання лопатей становить 4,6...5 °/с, а швидкість обертання гондоли – 0,5...1 °/с, при цьому точність орієнтації на напрямок вітру має бути не меншою 4...5 °, оскільки при відхиленні в 5 ° втрати потужності можуть становити до 10 %. Час повороту лопатей та гондоли дорівнює приблизно 10 с. Період синусоїдальної напруги з частотою 50 Гц становить 0,02 с, що набагато менше, ніж час повороту. Вказана особливість дає змогу перейти від синусоїдальної напруги до її середнього значення за період $E_m \sin \omega t \rightarrow E_{CEP}$, що значно спрощує розрахунок.

Вираз (6.6) є диференціальним рівнянням зі змінними коефіцієнтами першого порядку з нульовими початковими умовами [63], розв'язання якого відносно струму дає змогу визначити струм перехідного процесу в колі за формулою

$$i(t) = \left(\frac{E_{CEP}}{L} \sqrt{\frac{\pi}{2}} \cdot \operatorname{erfi} \left(\sqrt{\frac{k_R}{L}} \cdot t \right) \right) / \sqrt{\frac{2k_R}{L}} \cdot e^{-\frac{2k_R \cdot t^2}{L}}, \quad (6.7)$$

де $\operatorname{erfi} \left(\sqrt{\frac{k_R}{L}} \cdot t \right)$ – уявна частина функції помилки, яка прямує до одиниці.

Тоді струм у перехідному процесі визначається таким чином:

$$i(t) = A \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (6.8)$$

$$\text{де } A = \frac{E_{\text{СЕР}}}{L} \sqrt{\frac{\pi}{2}} / \sqrt{\frac{2k_R}{L}} = \text{const}.$$

Рівняння (6.8) описує залежність струму у вихідному колі системи електроживлення з вітрогенератором від зміни його внутрішнього опору за умови, що опір змінюється за лінійним законом.

Порівняння значень енергії, що отримуються при звичайному перехідному процесі з перехідним процесом, у якому струм змінюється примусово за рахунок керування перетворювачем, вказує на те, що у динамічному режимі роботи вітрогенератора при зміні кутів атаки лопатей і гондоли та врахуванні лінійної залежності еквівалентного внутрішнього опору системи електроживлення з вітрогенератором від часу, формування компенсатором струму відповідно до закону Гауса дає можливість збільшити рівень енергії, який може бути відібраний від вітрового потоку щонайменше на 2,2 %.

Відбір максимальної енергії від синхронного генератора.

Оскільки синхронний генератор є основним конструктивним вузлом вітрогенератора та дизель-генератора, а забезпечення його роботи в режимі відбору максимальної енергії багато в чому визначає ефективність роботи всього енергетичного вузла розосередженої генерації, то максимальний рівень енергії, що передається в навантаження та накопичувач, потребує визначення відповідної форми задавального струму компенсатора та відповідного кута навантаження θ синхронного генератора.

При роботі синхронного генератора на випрямляч з активно-індуктивним навантаженням форми фазних струмів та напруг спотворюються [49]. Несинусоїдальність фазних напруг та струмів призводить до появи вищих гармонік струму, зміни кута навантаження та зменшення рівня енергії, що генерується. Виходячи з векторної діаграми роботи синхронного генератора [50], кут навантаження θ між векторами фазної ЕРС та напруги визначається таким чином:

$$\theta = \arctg \frac{I_\phi X_q \cos \varphi - I_\phi R_a \sin \varphi}{U_\phi + I_\phi R_a \cos \varphi + I_\phi X_q \sin \varphi}, \quad (6.9)$$

де I_ϕ та U_ϕ – фазні струм та напруга; φ – кут зсуву фаз між струмом та напругою; R_a , X_q – активний та реактивний опори фазних обмоток статора. За умови синусоїдальності напруги генератора, а також лінійності навантаження рівень енергії, що передається в навантаження, залежить від характеру навантаження та буде максимальним при активному навантаженні, при якому $\cos \varphi = 1$. У цьому випадку кут навантаження визначається з виразу

$$\theta = \arctg \frac{I_\phi X_q}{U_\phi + I_\phi R_a}. \quad (6.10)$$

Для забезпечення $\cos \varphi = 1$ та відповідного кута навантаження в систему включається компенсатор. Як компенсатори, що підключаються на виході вітрогенератора для формування відповідного кута навантаження, можуть використовуватись компенсатори різних типів [51, 52], наприклад, статичний [53].

6.2. Особливості роботи компенсатора в розосереджених системах

Основними особливостями роботи компенсатора в системах розосередженої генерації є вплив характеру навантаження та форми струму заряду акумулятора на задавальний струм.

Оскільки у системі, що розглядається, передбачена наявність акумуляторного накопичувача, доцільно розглянути роботу такої схеми генератора, в якій об'єднані функції компенсації та накопичення енергії, що дасть змогу отримати на виході генератора стабільний потік енергії на проміжку значного часового інтервалу незалежно від коливань первинної енергії. Спрощена структурна схема подібного генератора зображена на рис. 6.7.

У наведеній на рис. 6.7 схемі компенсатори з акумуляторами ввімкнені в кожен фазу, тому достатньо розглянути принцип роботи такого пристрою, як однофазного за принциповою схемою, наведеною на рис. 6.8, яка забезпечує заряд акумулятора постійним струмом при використанні таких типів накопичувачів, як нікель-кадмієві, натрій-сірчані, літій-іонні акумулятори та суперконденсатори.

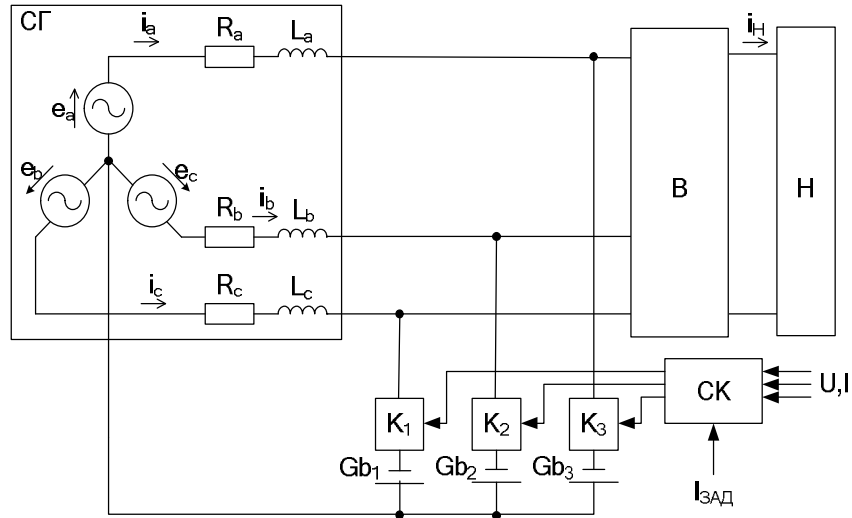


Рис. 6.7. Спрощена структурна схема генератора

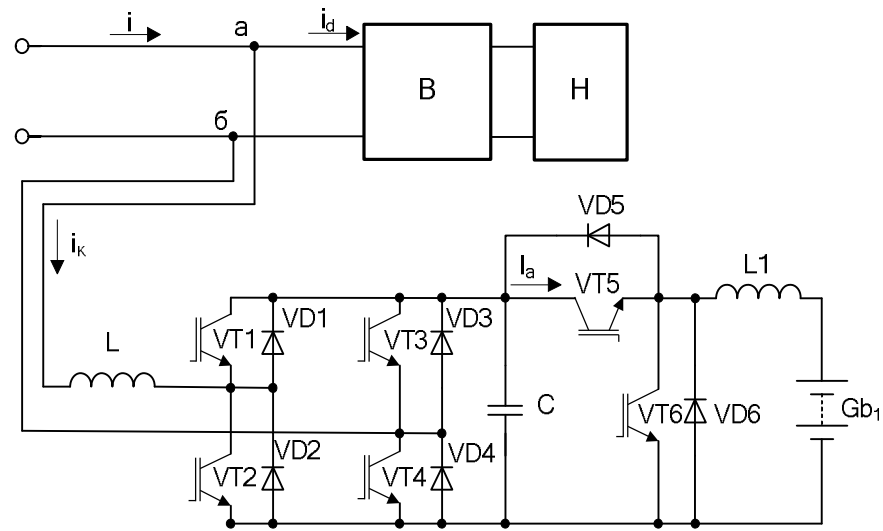


Рис. 6.8. Принципова схема ФКП при заряді акумулятора постійним струмом

На рис. 6.9 представлені часові діаграми струму навантаження i_d , півперіоду вхідного струму i та струму компенсатора i_k у режимі компенсації реактивної енергії при зарядженому акумуляторі ($i(t)$, $i_k(t)$) та при зарядженні акумулятора постійним струмом ($i'(t)$, $i'_k(t)$). При зарядженні акумулятора необхідно враховувати енергію, що споживає акумулятор протягом півперіоду напруги генератора. Таким чином, амплітуда вхідного струму збільшується на величину, пропорційну цій енергії, а також змінюються тривалості робочих інтервалів.

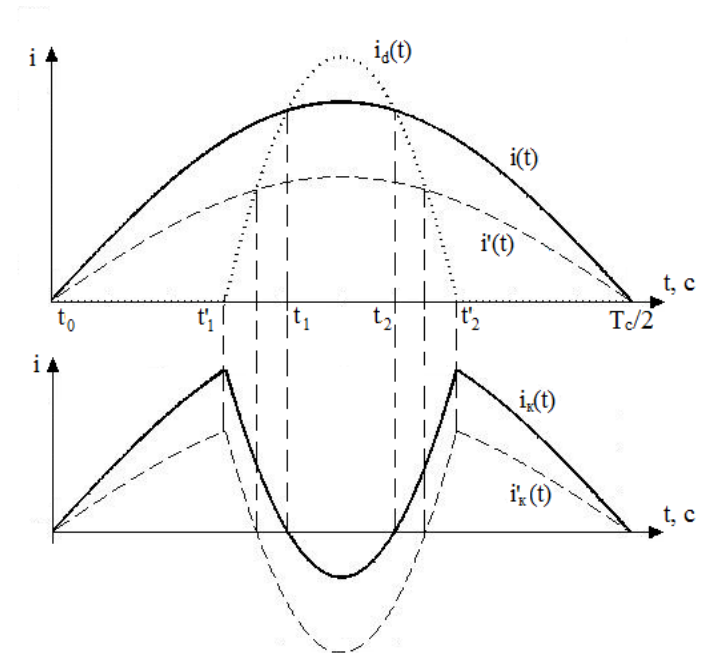


Рис. 6.9. Часові діаграми струму навантаження i_d , півперіоду вхідного струму i та струму компенсатора i_k

На рис. 6.10 представлені еквівалентні схеми роботи компенсатора з СЗР. На інтервалах $t_0 - t_1$ та $t_2 - T_c/2$ ФКП виступає як ШПП підвищувального типу, споживаючи енергію від генератора та

заряджаючи ємнісний накопичувач. На інтервалі $t_1 - t_2$ ФКП працює як ШПП знижувального типу та віддає енергію з ємнісного накопичувача у вузол додавання енергії.

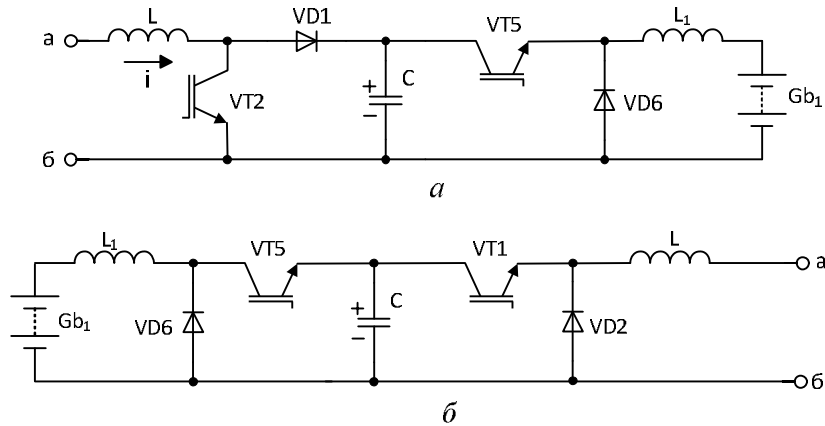


Рис. 6.10. Еквівалентні схеми роботи компенсатора з СЗР:
а – споживання електроенергії від генератора;
б – повернення електроенергії у вузол додавання енергії

Система заряду акумулятора на робочих інтервалах споживає енергію або від генератора, або з ємнісного накопичувача. Частота перемикання транзистора VT5 на порядок більша робочої частоти компенсатора, тому система заряду слабо впливає на електромагнітні процеси в колі компенсатора. При більш детальному розгляді режимів роботи пристрою необхідно враховувати високочастотні пульсації в накопичувальному конденсаторі, що впливає на його вибір. У подібних випадках доцільно встановлювати паралельно декілька (два або більше) конденсаторів різного типу, підібраних для роботи на необхідних частотах.

Отже, комбінування фільтрокомпенсуючого перетворювача та накопичувача вирішує низку актуальних проблем, проте постає задача розробки відповідних алгоритмів, що забезпечить функціонування в трьох режимах: компенсації реактивної потужності; компенсації реактивної потужності з одночасним зарядженням акумулятора; накопичення енергії.

У разі застосування свинцево-кислотних акумуляторів доцільно використовувати метод заряду імпульсним асиметричним струмом, реалізація якого здійснюється за схемою, зображеною на рис. 6.11, де позначено: GB₁ – акумулятор; дросель L₁; транзистори VT₁...VT₄; діоди VD₁...VD₄ та конденсатор C₁, що утворюють паралельний фільтрокомпенсуючий перетворювач. Транзистор VT₅ (VT₆ під час зарядження акумулятора від конденсатора C₂), діод VD₅ та дросель L₂ утворюють формувач зарядних імпульсів. Транзистори VT₇, VT₈, дросель L₃, діод VD₆ та конденсатор C₂ утворюють формувач розрядних імпульсів.

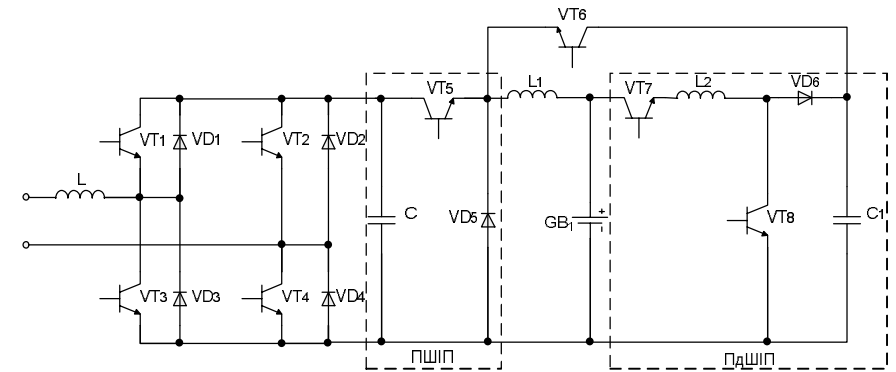


Рис. 6.11. Електрична принципова схема фільтрокомпенсуючого перетворювача з системою заряду імпульсним асиметричним струмом

Якщо акумулятор заряджений, пристрій працює як звичайний фільтрокомпенсуючий перетворювач [54], а у випадку, коли напруга на акумуляторі менша номінальної, заряд відбувається у два етапи: на першому етапі через знижувальний ШПП формується зарядний імпульс, на другому етапі формується розрядний імпульс за допомогою підвищувального ШПП. Напруга на акумуляторі U_a за півперіод напруги мережі змінюється слабо по відношенню до її середнього значення, тому для подальших розрахунків прийнята як постійне значення. Відношення величини амплітуди зарядного і розрядного імпульсів струму відрізняються на порядок, а відношення їх довжин – не менше ніж у два рази. У процесі зарядження ці співвідношення залишаються незмінними.

На рис. 6.12 показано часові діаграми струмів пристрою, де i' , i – струми мережі при зарядженому акумуляторі та при роботі пристрою на заряд акумулятора на півперіоді напруги мережі; i_d – струм нелінійного навантаження; I_z, I_p – величини зарядного та розрядного імпульсів струму акумулятора; i'_k, i_k – струм ФКП при зарядженому акумуляторі та зарядженні акумулятора. Для усунення впливу перехідних процесів зарядного пристрою на ФКП його робоча частота обирається на порядок більшою за частоту роботи ФКП. Для зручності частота слідування зарядного та розрядного імпульсів обрана вдвічі більшою за частоту напруги мережі, тобто $T_{ac} = T_c / 2$, що дає змогу здійснювати просту синхронізацію роботи пристроїв та значно зменшити комбінаційні гармоніки, що виникають при відсутності такої синхронізації.

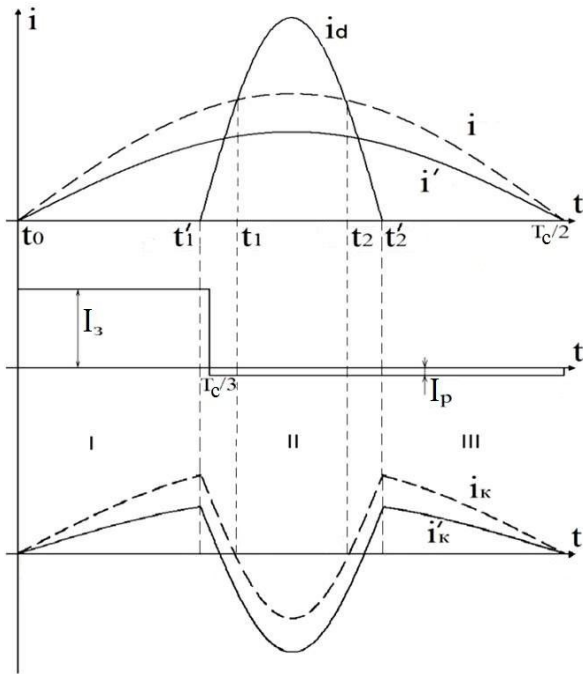


Рис. 6.12. Часові діаграми струмів фільтрокомпенсуючого перетворювача з системою заряду імпульсним асиметричним струмом

При використанні режиму заряду акумулятора ФКП має три характерні інтервали роботи. На інтервалі I та III (див. рис. 6.12) енергія споживається, а на інтервалі II енергія, що накопичилася в C_1 , віддається у вузол додавання енергії.

Зарядний пристрій, побудований за наведеною схемою, дає змогу використовувати енергію розрядного імпульсу повторно для заряду акумулятора, що підвищує ККД до $\approx 90\%$.

На систему керування компенсаторами (рис. 6.7) подаються вхідні та вихідні напруги і струми, а також задавальний синусоїдальний струм, амплітуду I_m якого необхідно визначити, і яка залежить від характеру навантаження.

Оскільки характер навантаження підключеного на виході випрямляча синхронного генератора може бути як індуктивним, так і ємнісним, визначимо амплітуду I_m задавального струму в обох випадках.

6.2.1. Визначення амплітуди задавального струму компенсатора при індуктивному характері навантаження

При індуктивному характері навантаження струм у кожній фазі протікає протягом 120° і за формою значно відрізняється від синусоїдального. Крім того, додатково струм спотворюється наявністю кута комутації γ . Кут комутації є функцією струму споживання: $\gamma = \arccos\left(1 - \frac{X_q I_H}{E_{2m}}\right)$, і зі зміною навантаження змінюється як величина I_H , так і γ , що призводить до необхідності постійної корекції задавального струму.

Форми струму споживання I_H , струму компенсатора I_K та фазних напруг U_ϕ синхронного генератора при таких припущеннях представлені на рис. 6.13. На інтервалах $0 \dots \vartheta_1$ та $\vartheta_2 \dots \pi$ компенсатор споживає з мережі енергію W_1 та W_3 відповідно, а на інтервалі $\vartheta_1 \dots \vartheta_2$ віддає енергію W_2 .

Амплітуда синусоїдального струму визначається з балансу енергії на півперіоді роботи схеми:

$$W_1 + W_2 + W_3 = 0. \quad (6.11)$$

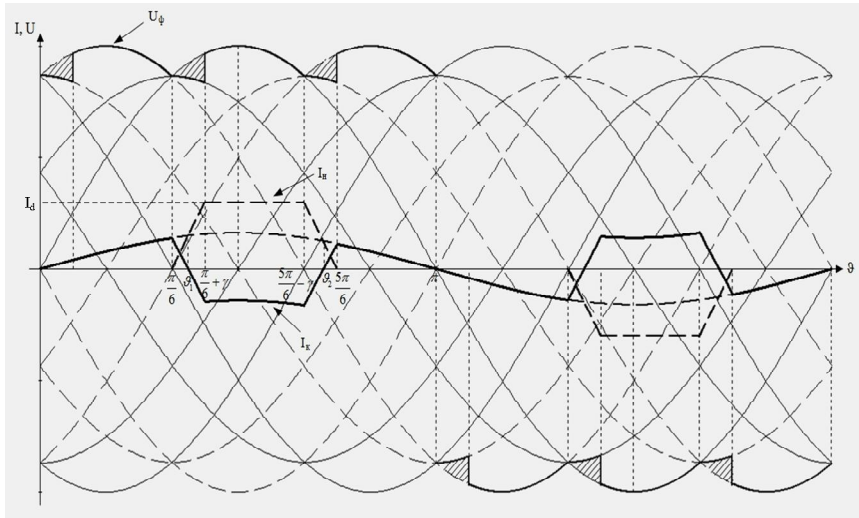


Рис. 6.13. Форми струму споживання, струму компенсатора та фазних напруг

Енергія, що споживається та віддається компенсатором, визначається таким чином:

- на інтервалі $0 \dots \vartheta_1$ енергія W_1 , яку компенсатор споживає з мережі,

$$W_1 = \int_0^{\frac{\pi}{6}} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_m \sin \vartheta d\vartheta + \left(\int_{\frac{\pi}{6}}^{\vartheta_1} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_m \sin \vartheta d\vartheta - \int_{\frac{\pi}{6}}^{\vartheta_1} E_{2m} \sin \vartheta \cdot \frac{I_d}{\gamma} \left(\vartheta - \frac{\pi}{6} \right) d\vartheta \right), \quad (6.12)$$

де I_d – середнє значення струму;

- на інтервалі $\vartheta_1 \dots \vartheta_2$ енергія W_2 , яку компенсатор віддає в мережу,

$$W_2 = \left(\int_{\vartheta_1}^{\frac{\pi}{6}+\gamma} E_{2m} \sin \vartheta \cdot \frac{I_d}{\gamma} \left(\vartheta - \frac{\pi}{6} \right) d\vartheta - \int_{\vartheta_1}^{\frac{\pi}{6}+\gamma} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_m \sin \vartheta d\vartheta \right) + \left(\int_{\frac{\pi}{6}+\gamma}^{\frac{5\pi}{6}-\gamma} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_d d\vartheta - \int_{\frac{\pi}{6}+\gamma}^{\frac{5\pi}{6}-\gamma} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_m \sin \vartheta d\vartheta \right) + \left(\int_{\frac{5\pi}{6}-\gamma}^{\vartheta_2} E_{2m} \sin \vartheta \cdot \left(-\frac{I_d}{\gamma} \left(\vartheta - \frac{5\pi}{6} \right) + I_d \right) d\vartheta - \int_{\frac{5\pi}{6}-\gamma}^{\vartheta_2} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_m \sin \vartheta d\vartheta \right); \quad (6.13)$$

- на інтервалі $\vartheta_2 \dots \pi$ енергія W_3 , яку компенсатор споживає з мережі,

$$W_3 = \int_{\vartheta_2}^{\pi} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_m \sin \vartheta d\vartheta - \int_{\vartheta_2}^{\pi} E_{2m} \sin \vartheta \cdot \left(-\frac{I_d}{\gamma} \left(\vartheta - \frac{5\pi}{6} \right) + I_d \right) d\vartheta. \quad (6.14)$$

Амплітуда синусоїдального струму визначається з рівності

$$\int_0^{\pi} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_m \sin \vartheta d\vartheta = \int_0^{\pi} E_{2m} \sin \vartheta \cdot I_H(t) d\vartheta, \quad (6.15)$$

де струм споживання

$$I_H(t) = \begin{cases} \frac{I_d}{\gamma} \left(\vartheta - \frac{\pi}{6} \right) \text{ при } \frac{\pi}{6} < \vartheta < \frac{\pi}{6} + \gamma \\ I_d \text{ при } \frac{\pi}{6} + \gamma < \vartheta < \frac{5\pi}{6} \\ -\frac{I_d}{\gamma} \left(\vartheta - \frac{5\pi}{6} \right) + I_d \text{ при } \frac{5\pi}{6} < \vartheta < \frac{5\pi}{6} + \gamma. \end{cases} \quad (6.16)$$

Звідки амплітуда синусоїдального струму визначається як

$$I_m = \frac{I_d}{\pi} \left(\left(-2\sqrt{3}\gamma^2 + 2\sqrt{3}\frac{5\pi}{6}\gamma + 2\sqrt{3} \right) \cos \gamma + \left(\frac{-5\pi}{3}\gamma \right) \sin \gamma - 2\gamma \right). \quad (6.17)$$

Таким чином, необхідна форма фазного задавального струму компенсатора описується виразом

$$I_{K_{\sim}}(t) = \frac{I_d}{\pi} \left(\left(-2\sqrt{3}\gamma^2 + 2\sqrt{3}\frac{5\pi}{6}\gamma + 2\sqrt{3} \right) \cos \gamma + \left(\frac{-5\pi}{3}\gamma \right) \sin \gamma - 2\gamma \right) \sin \vartheta - I_H(t), \quad (6.18)$$

де $I_H(t)$ визначається виразом (6.16), тобто $I_{K_{\sim}}(t)$ описується трьома функціональними залежностями, які відповідають трьом робочим інтервалам.

6.2.2. Визначення амплітуди задавального струму компенсатора при ємнісному характері навантаження

Ємнісне навантаження характеризується найбільшим спотворенням струму, тому далі розглядаються робота та розрахунок параметрів ФКП при роботі системи на ємнісне навантаження.

Рівняння, що описують роботу системи, є трансцендентними, а оскільки аналітичний розрахунок досить громіздкий, то для спрощення розрахункових виразів перейдемо до середніх значень струмів та напруг.

Враховуючи те, що при визначенні напруги на конденсаторі U_c та значення індуктивності L , а також при аналізі впливу навантаження на роботу ФКП в цілому, інтерес представляють тільки значення енергії, що споживається чи накопичується в елементах схеми, акумуляторі чи навантаженні. Представимо модель ФКП, основу на середніх значеннях струмів та напруг [54]. Для цього замінимо синусоїдальну напругу джерела на інтервалах $(t_0 - t_1)$, $(t_1 - t_2)$, $(t_2 - T_c / 2)$ відповідно на середні значення U_1^* , U_2^* , U_3^* , які визначаються з виразів

$$U_1^* = U_3^* = \frac{1}{\tau_1} \int_0^{\tau_1} U_m \sin \omega t dt = \frac{U_m}{\omega \tau_1} (1 - \cos \omega \tau_1); \quad (6.19)$$

$$U_2^* = \frac{1}{\tau_2} \int_{\tau_1}^{\tau_1 + \tau_2} U_m \sin \omega t dt = \frac{2U_m}{\omega \tau_2} \cos \omega \tau_1. \quad (6.20)$$

Припустимо також, що на цих інтервалах (тривалістю відповідно $\tau_1 = t_1 - t_0$, $\tau_2 = t_2 - t_1$, $\tau_3 = T_c / 2 - t_2$) високочастотні транзистори комутуються тільки один раз відповідно з коефіцієнтами заповнення імпульсів Y_1 , Y_2 , Y_3 . Тоді співвідношення між величиною енергії на i -му інтервалі запишеться у вигляді рівності

$$W_i^* + W_i^{**} = \psi(W_i + W_i') \text{ та } W_d^* = \psi W_d, \text{ для } i = 1 \dots 3,$$

де $W_i + W_i'$, $W_i^* + W_i^{**}$ – накопичена в ФКП енергія відповідно при синусоїдальному та середньому постійному впливі; W_d , W_d^* – енергія, що споживається навантаженням відповідно при синусоїдальному та середньому постійному впливі; ψ – деякий коефіцієнт пропорційності.

Струм навантаження $i_d(t) = \frac{u(t) - U_d}{r}$ у цьому випадку можна представити у вигляді струму еквівалентного джерела постійного струму $I_d^* = \frac{U_2^* - U_d}{r^*}$.

На рис. 6.14 наведено часові діаграми півперіоду напруги генератора та струму, що споживає навантаження, у вигляді постійних значень на робочих інтервалах. Струм I_d приводиться до інтервалу 2, а на інтервалах τ_1 і τ_2 струм спрямований на накопичення енергії в конденсаторі C та заряду акумулятора. Еквівалентне значення навантаження r^* визначається з умови $W_d^* = \psi W_d$.

Для забезпечення компенсації реактивної енергії та заряду акумулятора постійним струмом необхідно виконати умови балансу енергій:

$$2(W_1^* + W_1^{**}) + W_2^* + W_2^{**} - W_a = 0. \quad (6.21)$$

З наступного рівняння знаходимо Y_1 :

$$Y_1^2 = \frac{\tau_2^2 U_2^*}{2\tau_1^2 U_1^*} Y_2^2 + \left(\frac{\tau_2}{\tau_1} - \frac{\tau_2^2 U_2^*}{2\tau_1^2 U_1^*} \right) Y_2 + 1 - \frac{U_1^*}{U_c} - \frac{\tau_2 U_2^*}{\tau_1 U_c} + \frac{U_a I_d T_c L}{\tau_1^2 U_1^* U_c}.$$

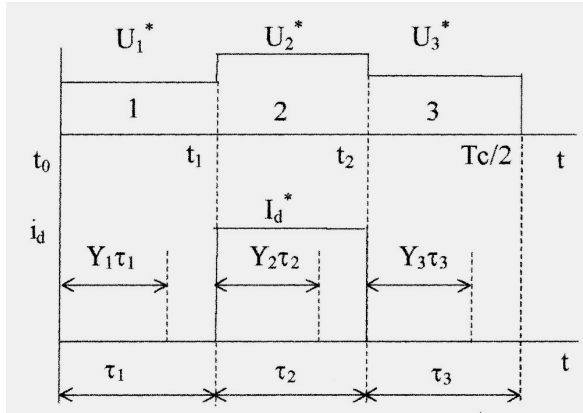


Рис. 6.14. Часові діаграми півперіоду напруги генератора та струму у вигляді постійних значень на робочих інтервалах

Враховуючи вираз (6.21), отримаємо вираз для визначення середнього значення Y_1 :

$$Y_1^2 = \frac{\omega\tau_2 \cos\omega\tau_1}{\omega\tau_1(1 - \cos\omega\tau_1)} Y_2^2 + \frac{\omega\tau_2(1 - 2\cos\omega\tau_1)}{\omega\tau_1(1 - \cos\omega\tau_1)} Y_2 + 1 - \frac{U_m(1 + \cos\omega\tau_1)}{U_c\omega\tau_1} + \frac{U_a I_a T_c \omega L}{\tau_1 U_m U_c (1 - \cos\omega\tau_1)},$$

з якого видно, що Y_1 та Y_2 пов'язані квадратичною залежністю та залежать від кутів $\omega\tau_1$ та $\omega\tau_2$.

Таким чином, вираз для визначення коефіцієнтів Y_1 та Y_2 матиме вигляд

$$Y_1^2 = \frac{\omega\tau_2 \sin \frac{\omega\tau_2}{2}}{\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega\tau_2}{2}\right)(1 - \sin \frac{\omega\tau_2}{2})} Y_2^2 + \frac{\omega\tau_2(1 - 2\sin \frac{\omega\tau_2}{2})}{\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega\tau_2}{2}\right)(1 - \sin \frac{\omega\tau_2}{2})} Y_2 + 1 - \frac{U_m(1 + \sin \frac{\omega\tau_2}{2})}{U_c \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega\tau_2}{2}\right)} + \frac{U_a I_a T_c \omega^2 L}{\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega\tau_2}{2}\right) U_m U_c (1 - \sin \frac{\omega\tau_2}{2})}. \quad (6.22)$$

З рівнянь (6.21) та (6.22) випливає:

$$W_2^* + W_2^{*'} + \frac{2}{3}W_d^* + \frac{1}{3}W_a = 0.$$

Для визначення коефіцієнта Y_2 необхідно вирішити наступне квадратне рівняння:

$$Y_2(1 - Y_2) = \frac{4LI_d^*}{3\tau_2 U_c} + \frac{LU_a I_a T_c}{3\tau_2^2 U_c^* U_c}. \quad (6.23)$$

Забезпечення працездатності системи виконується за умови, що Y_1^2 знаходиться в межах $0 < Y_1^2 < 1$, а $Y_2 - 0 < Y_2 < 1$. На рис. 6.15 наведено залежності квадрату середнього коефіцієнта заповнення імпульсів Y_1 від Y_2 при деяких значеннях напруги конденсатора U_c . Графіки показують, що при низьких значеннях U_c криві коефіцієнтів заповнення імпульсів виходять за допустиму область, тому напругу конденсатора необхідно стабілізувати на деякому рівні.

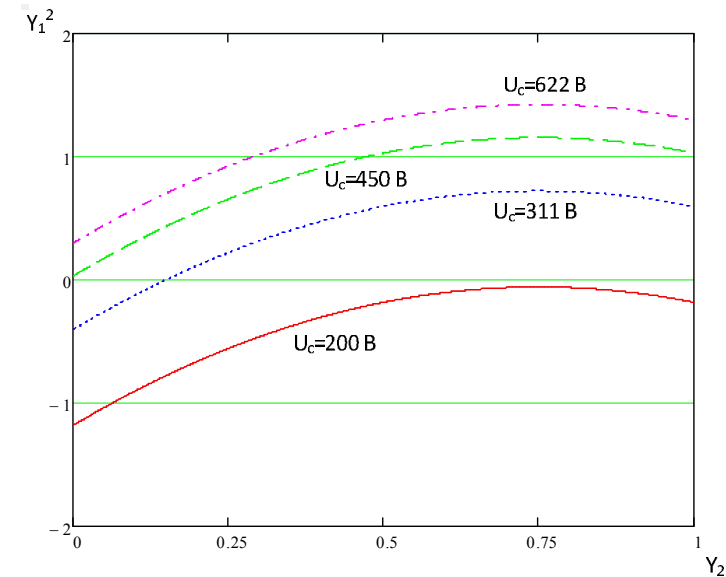


Рис. 6.15. Залежності квадрату середнього коефіцієнта заповнення імпульсів Y_1 від Y_2 при деяких значеннях напруги конденсатора U_c

У подібних системах компенсації для забезпечення стабільної роботи існує спеціальний канал стабілізації напруги конденсатора, за допомогою якого система керування обирає таку ширину імпульсу, щоб напруга на ємнісному накопичувачі була близькою до розрахованого оптимального значення.

Для подальших розрахунків зручно використовувати змінну λ_1 , що залежить від струму, а отже, і від потужності навантаження:

$$\lambda_1 = \psi \frac{\omega L I_d}{U_m}. \quad (6.24)$$

Також вводиться змінна λ_2 , що залежить від потужності системи заряду акумулятора:

$$\lambda_2 = \frac{\omega L U_a I_a}{U_m U_c}. \quad (6.25)$$

Рівняння, що пов'язує потужність навантаження з потужністю системи заряду акумулятора, має вигляд

$$\lambda_1 = \frac{3(2 - 2\cos\omega\tau_2 - \omega\tau_2 \sin\omega\tau_2) \cdot \frac{U_c}{U_m} Y_2(1 - Y_2) - \frac{T_c(2 - 2\cos\omega\tau_2 - \omega\tau_2 \sin\omega\tau_2) \cdot \frac{U_c}{U_m} \lambda_2}{4\tau_2 \sin\frac{\omega\tau_2}{2}(\omega\tau_2 - \sin\omega\tau_2)}. \quad (6.26)$$

При різних значеннях напруги конденсатора U_c , кута $\omega\tau_2$ та індуктивності L необхідно отримати максимальні границі зміни λ_1 , а отже, і потужності навантаження. Змінна λ_2 може бути як більшою, так і меншою λ_1 , якщо потужність системи заряду акумулятора більша або менша від потужності навантаження відповідно.

Коефіцієнт ψ визначається з умови переходу до середніх значень напруг та струмів. Тому для знаходження значення цього коефіцієнта необхідне виконання умови

$$\psi(W_2 + W_2') = W_2^* + W_2^{*'} \quad (6.27)$$

Враховуючи, що $\xi_1 = \xi_3$, отримаємо рівність

$$f(\psi) = F, \quad (6.28)$$

$$\text{де } f(\psi) = \psi \sum_{k=N_1}^{N_2-1} (\sin(k\omega T + \omega\gamma_2(k)T) - \sin k\omega T), \quad F = \omega\tau_2 \cos\omega\tau_1 Y_2(1 - Y_2).$$

Таким чином, за значеннями λ_1 , λ_2 , Y_1 , Y_2 та ψ розраховуються параметри U_c , C , L та визначається струм заряду акумулятора.

6.2.3. Етапи розрахунку пристрою з системою заряду акумулятора постійним струмом

Вхідними даними для розрахунку є такі: амплітуда напруги генератора U_m ; частота напруги генератора f_c ; середнє значення струму навантаження I_d ; величина струму заряду акумулятора I_a ; робоча частота ФКП f .

Послідовність розрахунку компенсатора має наступні етапи:

Етап 1. Визначення амплітуди вхідного струму I_m . Мікропроцесорна система керування розраховує енергію W_d , що споживає навантаження за півперіод напруги генератора:

$$W_d = \sum_{n=N_1}^{N_3} i(n) \cdot T \cdot u(n) \cdot T. \quad (6.29)$$

Енергія, що споживається від генератора за півперіод, обчислюється за такою формулою:

$$W_{ex} = \int_0^{T_c/2} U_m I_m \sin^2 \omega t dt = \frac{\pi U_m I_m}{2\omega}.$$

Для забезпечення одночасної компенсації реактивної енергії та заряду акумулятора необхідне виконання умови

$$W_{ex} = W_d + W_a. \quad (6.30)$$

Тоді I_m становить

$$I_m = \frac{4f_c}{U_m} \sum_{n=N_1}^{N_3} i(n) \cdot T \cdot u(n) \cdot T + \frac{2U_a I_a}{U_m}. \quad (6.31)$$

Етап 2. Визначення інтервалів τ_1 та τ_2 з перетину кривих $i(t)$ та $i_d(t)$ (див. рис. 6.9).

Етап 3. Визначення середніх значень напруг U_1^* та U_2^* .

Етап 4. Визначення кількості інтервалів N_1, N_1', N_2, N_3 та N_3' з таких виразів:

$$N_1 = \frac{\omega\tau_1}{\omega T}; N_1' = \frac{\omega\tau_1'}{\omega T}; N_2 = \frac{\omega\tau_1 + \omega\tau_2}{\omega T}; N_3 = \frac{T_c/2}{\omega T}; N_3' = \frac{\omega\tau_1' + \omega\tau_3'}{\omega T}.$$

Етап 5. Визначення середнього струму I_d^* .

Етап 6. Визначення коефіцієнта ψ .

Етап 7. Визначення напруги на накопичувальному конденсаторі U_c . Для проведення розрахунку слід врахувати, що для коефіцієнта Y_1 необхідне виконання умови $0 \leq Y_1^2(\lambda) \leq 1$ на всьому діапазоні зміни струму навантаження, тобто при $\lambda_1 = 0$ та відповідно $\lambda_2 = 0$. Враховуючи вирази (6.23) та (6.26), знаходимо

$$\min\{Y_1^2\} = 1 - \frac{U_m(1 + \sin\frac{\omega\tau_2}{2})}{U_c\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega\tau_2}{2}\right)};$$

$$\max\{Y_1^2\} = 1 - \frac{U_m(1 + \sin\frac{\omega\tau_2}{2})}{U_c\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega\tau_2}{2}\right)} + \frac{\omega\tau_2}{\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega\tau_2}{2}\right)}.$$

Враховуючи, що $\min\{Y_1^2\} \geq 0$, $\max\{Y_1^2\} \leq 1$, величину напруги на конденсаторі знаходимо в межах

$$\frac{U_m\left(1 + \sin\frac{\omega\tau_2}{2}\right)}{\frac{\pi}{2} - \frac{\omega\tau_2}{2}} \leq U_c \leq \frac{U_m\left(1 + \sin\frac{\omega\tau_2}{2}\right)}{\omega\tau_2}. \quad (6.32)$$

Оскільки $0 \leq Y_2 \leq 1$, то з виразу (6.26) отримуємо:

$$\lambda_1 = \frac{3(2 - 2\cos\omega\tau_2 - \omega\tau_2 \sin\omega\tau_2)}{8(\omega\tau_2 - \sin\omega\tau_2)}; \quad (6.33)$$

$$\frac{U_c}{U_m} - \frac{T_c(2 - 2\cos\omega\tau_2 - \omega\tau_2 \sin\omega\tau_2)}{4\tau_2 \sin\frac{\omega\tau_2}{2}(\omega\tau_2 - \sin\omega\tau_2)} \cdot \frac{U_c}{U_m} \lambda_2.$$

На всьому діапазоні зміни напруги на конденсаторі необхідно обрати таку U_c , щоб величина λ_1 була максимальною.

На рис. 6.16 зображено графіки залежності коефіцієнта λ_1 від напруги конденсатора U_c при деяких співвідношеннях λ_1 та λ_2 . Слід зазначити, що ці криві одержані при фіксованому куті $\omega\tau_2$, який насправді залежить від λ_1 та λ_2 , тому їх можна розглядати лише як окремих випадок.

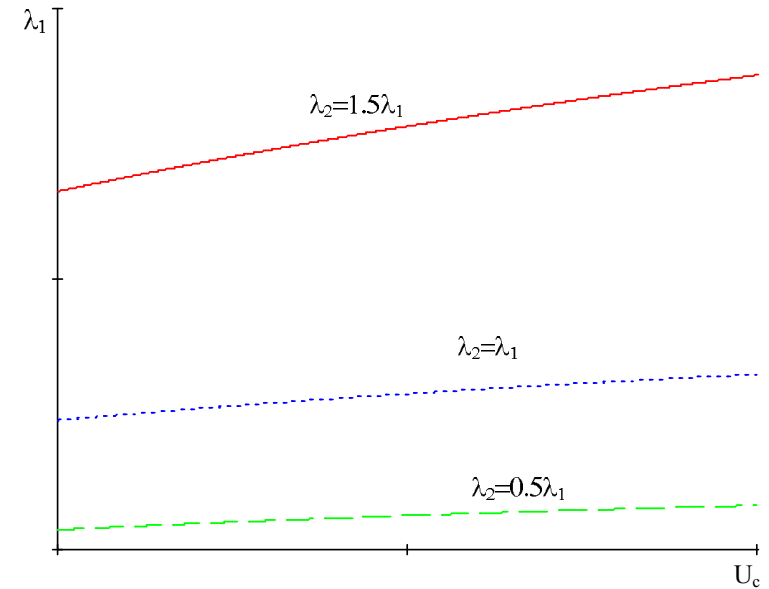


Рис. 6.16. Залежності коефіцієнта λ_1 від напруги конденсатора U_c при деяких співвідношеннях λ_1 та λ_2

Етап 8. Визначення індуктивності L :

$$L = \frac{U_m \lambda_1}{\psi \omega I_{d \max}}. \quad (6.34)$$

Етап 9. Визначення ємності накопичувального конденсатора C :

$$\frac{CU_c^2}{2} = \frac{2}{3}(I_d^* U_2^* \tau_2 + U_a I_a T_c); \quad C = \frac{4(I_d^* U_2^* \tau_2 + U_a I_a T_c)}{3U_c^2}. \quad (6.35)$$

Етап 10. Визначення законів зміни коефіцієнтів $\gamma_1(n)$, $\gamma_2(n)$ та $\gamma_3(n)$.

Закони зміни $\gamma_1(n)$, $\gamma_2(n)$ та $\gamma_3(n)$ використовуються для задання коефіцієнтів заповнення імпульсів на наступному півперіоді напруги генератора за умови, що верхня границя частоти зміни параметрів навантаження значно менша, ніж частота напруги генератора. Зарядний струм акумулятора впливає на амплітудне значення вхідного струму та тривалість робочих інтервалів τ_1 , τ_2 та τ_3 завдяки збільшенню тривалості накопичення енергії в конденсаторі.

6.2.4. Розрахунок параметрів фільтрокомпенсуючого перетворювача з системою заряду акумулятора імпульсним асиметричним струмом

Енергія W_{ac} , що споживається акумулятором за півперіод напруги мережі при зарядженні асиметричним струмом, визначається таким чином:

$$W_{ac} = W_3 + W_p = U_a \left(I_3 \frac{T_c}{6} - I_p \frac{2T_c}{6} \right) = \frac{U_a T_c}{6} (I_3 - 2I_p), \quad (6.36)$$

де I_3 , I_p – постійні значення величин зарядного і розрядного імпульсів струмів; W_3 – енергія, що передається в акумулятор зарядним імпульсом за півперіод напруги мережі; W_p – енергія, яка споживається з акумулятора розрядним імпульсом за півперіод напруги мережі.

Використовуючи вираз балансу енергії $2(W_1 + W_1') + W_2 + W_2' - W_{ac} = 0$, визначимо амплітуду вхідного синусоїдального струму:

$$I_m = \frac{\omega \tau_2 (\omega \tau_2 - \sin 2\omega \tau_2)}{\pi (2 \cos \omega \tau_1 - \omega \tau_2 \sin \omega \tau_1)} I_d + \frac{2 U_a}{3 U_m} (I_3 - 2 I_p). \quad (6.37)$$

Середнє значення коефіцієнта Y_1 при заряді акумулятора імпульсним асиметричним струмом знаходиться з виразу

$$Y_1^2 = \frac{\omega \tau_2 \sin \frac{\omega \tau_2}{2}}{\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega \tau_2}{2}\right)(1 - \sin \frac{\omega \tau_2}{2})} Y_2^2 + \frac{\omega \tau_2 (1 - 2 \sin \frac{\omega \tau_2}{2})}{\left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega \tau_2}{2}\right)(1 - \sin \frac{\omega \tau_2}{2})} Y_2 + 1 - \frac{U_m (1 + \sin \frac{\omega \tau_2}{2})}{U_c \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega \tau_2}{2}\right)} + \frac{U_a T_c \omega^2 L (I_3 - 2 I_p)}{3 \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\omega \tau_2}{2}\right) U_m U_c (1 - \sin \frac{\omega \tau_2}{2})}. \quad (6.38)$$

Середнє значення коефіцієнта Y_2 набуває вигляду

$$Y_2 (1 - Y_2) = \frac{4 L I_d^*}{3 \tau_2 U_c} + \frac{L U_a T_c (I_3 - 2 I_p)}{9 \tau_2^2 U_2^* U_c}. \quad (6.39)$$

Прийнявши $\lambda_1 = \psi \frac{\omega L I_d}{U_m}$ та $\lambda_3 = \frac{\omega L U_a (I_3 - 2 I_p)}{U_m U_c}$, запишемо

$$\lambda_1 = \frac{3(2 - 2 \cos \omega \tau_2 - \omega \tau_2 \sin \omega \tau_2)}{2(\omega \tau_2 - \sin \omega \tau_2)} \cdot \frac{U_c}{U_m} Y_2 (1 - Y_2) - \frac{T_c (2 - 2 \cos \omega \tau_2 - \omega \tau_2 \sin \omega \tau_2)}{12 \tau_2 \sin \frac{\omega \tau_2}{2} (\omega \tau_2 - \sin \omega \tau_2)} \cdot \frac{U_c}{U_m} \lambda_3. \quad (6.40)$$

Оскільки коефіцієнт Y_2 повинен знаходитися в межах $0 \leq Y_2 \leq 1$, вираз (6.40) набуває такого вигляду:

$$\lambda_1 = \frac{3(2 - 2 \cos \omega \tau_2 - \omega \tau_2 \sin \omega \tau_2)}{2(\omega \tau_2 - \sin \omega \tau_2)} \cdot \frac{U_c}{U_m} - \frac{T_c (2 - 2 \cos \omega \tau_2 - \omega \tau_2 \sin \omega \tau_2)}{12 \tau_2 \sin \frac{\omega \tau_2}{2} (\omega \tau_2 - \sin \omega \tau_2)} \cdot \frac{U_c}{U_m} \lambda_3. \quad (6.41)$$

З графіка залежності $\lambda_1(U_c)$, аналогічного представленому на рис. 6.16, при заданому співвідношенні між λ_1 та λ_3 знаходиться величина напруги конденсатора U_c , необхідна для забезпечення коректного функціонування ФКП.

Аналогічно (6.35) при заряді акумулятора імпульсним асиметричним струмом вираз балансу енергії можна записати таким чином:

$$\frac{CU_c^2}{2} = -W_2^* + W_2^{*'} + W_{ac}, \quad (6.42)$$

де

$$W_2^* + W_2^{*'} = -\frac{12I_d^*U_2^*\tau_2 + U_aT_c(I_3 - 2I_p)}{18}. \quad (6.43)$$

Підставляючи (6.36) та (6.43) у вираз (6.42), визначаємо ємність конденсатора:

$$C = \frac{4}{9} \frac{I_d^*U_2^*\tau_2 + U_aT_c(I_3 - 2I_p)}{U_c^2}. \quad (6.44)$$

Індуктивність L та закони зміни коефіцієнтів заповнення імпульсів для ФКП при заряді акумулятора імпульсним асиметричним струмом визначаються аналогічно, як у підрозділі 6.2.3.

Після визначення режимів роботи окремих джерел, що забезпечують відбір максимальної енергії, доцільно дослідити їх сумісну роботу з точки зору забезпечення ефективного використання енергії в системі.

6.3. Стійкість вузла розосередженої генерації

Незважаючи на достатню увагу, приділену дослідженню стійкості широтно-імпульсних перетворювачів як дискретних нелінійних систем [30, 31, 32], дослідження стійкості всієї системи з відновлюваними джерелами енергії та її окремих складових має низку таких особливостей: 1) робота джерел енергії на спільне навантаження з додаванням енергії в загальному вузлі постійного струму з підсумовуванням енергій джерел напруги, струму або постійної потужності; 2) багатоконтурність системи; 3) відмінність

між постійними часу перехідних процесів джерел у декілька порядків. Врахування перелічених особливостей дає змогу, з одного боку, значно спростити процес аналізу та дослідження умов стійкості систем з розосередженою генерацією як у цілому, так і окремих її частин, а з іншого – при практичній реалізації системи за допомогою системи керування забезпечити умови утримання параметрів джерел напруги, струму або потужності в заданих межах при їх стабілізації.

6.3.1. Спрощений розрахунок стійкості перетворювача сонячної батареї

Для забезпечення енергоефективної роботи системи, структурна схема якої зображена на рис. 6.17, необхідно, щоб перетворювач на виході сонячної батареї забезпечував її роботу в таких режимах: джерела струму, напруги та потужності. Параметри зовнішньої характеристики сонячної батареї залежать від інтенсивності сонячного випромінювання, що потрапляє на поверхню сонячної панелі, співвідношеннями між енергіями джерел системи та величини навантаження.

Припустимо, що у енергетичному вузлі розосередженої генерації крім сонячної батареї працює вітрогенератор або дизель-генератор. Тоді, як правило, сонячна батарея працює в режимі джерела струму, що дає змогу отримати від неї максимальний рівень енергії.

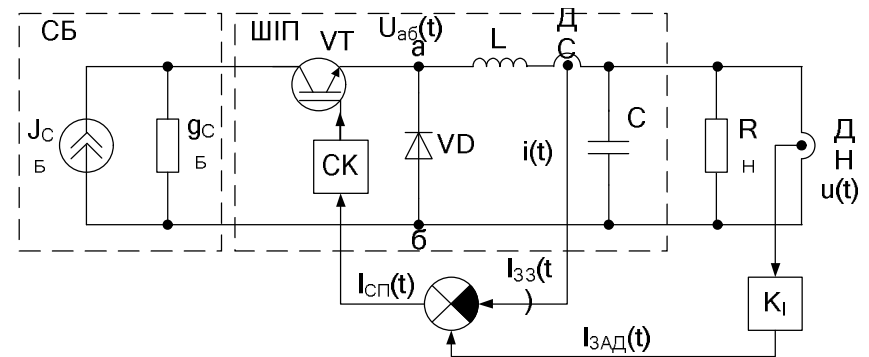


Рис. 6.17. Структурна схема системи сонячна батарея-перетворювач

За умови, що еквівалентна схема силової частини належить до схем з постійною структурою та параметрами, в усталеному режимі процеси в схемі описуються диференціальними рівняннями:

$$\begin{cases} \frac{di(t)}{dt} = -\frac{1}{L}u(t) + \frac{1}{L}U_{ab}(t) \\ \frac{du(t)}{dt} = -\frac{1}{R_H C}u(t) + \frac{1}{C}i(t), \end{cases} \quad (6.45)$$

де $X = \begin{bmatrix} u(t) \\ i(t) \end{bmatrix}$ – вектор змінних; $A = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L} & 0 \\ -\frac{1}{R_H C} & \frac{1}{C} \end{bmatrix}$, $B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix}$ – матриці

коефіцієнтів.

У матричній формі система рівнянь (6.45) має вигляд

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i(t) \\ u(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L} & 0 \\ -\frac{1}{R_H C} & \frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i(t) \\ u(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} U_{ab}(t). \quad (6.46)$$

Переходячи у область зображень та вирішуючи систему (6.46) відносно $I(p)$, отримуємо

$$I(p) = \frac{pCR_H + 1}{p^2 LCR_H + pL + R_H} \cdot U_{ab}(p). \quad (6.47)$$

Передавальна функція силової частини широтно-імпульсного перетворювача за струмом описується таким виразом:

$$W(p) = \frac{I(p)}{U_{ab}(p)} = \frac{pCR_H + 1}{p^2 LCR_H + pL + R_H}. \quad (6.48)$$

Оскільки формування імпульсів керування станом транзистора VT здійснюється за допомогою широтно-імпульсного модулятора, побудованого на основі ШІМ-II зі зворотним зв'язком по струму, то система рівнянь, яка описує процеси у системі керування, матиме такий вигляд:

$$\begin{cases} I_{33}(t) = i(t) \\ I_{СП}(t) = I_{3АД}(t) - I_{33}(t) = K_I \cdot U_H(t) - I_{33}(t) \\ U_{СП}(t) = K_R \cdot I_{СП}(t), \end{cases}$$

де K_R , K_I – коефіцієнти перетворення струму в напругу та напруги в струм відповідно.

Переходячи від нелінійної системи з ШІМ до лінійної системи з АІМ за умови достатньо малих відхилень тривалості імпульсу від деякого стаціонарного положення, отримуємо передавальну функцію регулятора з коефіцієнтом підсилення $K_{Ш}$ [55]:

$$K_{Ш} = \frac{E_{СБ} \cdot \chi}{\tau} = \frac{E_{СБ} \cdot T}{\tau \cdot U_{ab}} = \frac{E_{СБ} \cdot \gamma}{U_{ab}} = K_U \cdot \gamma,$$

де $E_{СБ} = J_{СБ} / g_{СБ}$ – напруга на виході еквівалентного джерела струму; χ – коефіцієнт підсилення, що визначається крутизною модуляційної характеристики ШПІ; γ – скважність імпульсів.

При достатньо малому періоді комутації T по відношенню до сталої часу у колі навантаження імпульсний ШПІ представляється неперервною системою з ланкою запізнення з часом затримки $t_3 = \frac{T}{2}$ [56].

Узагальнена структурна схема системи СБ – ШПІ показана на рис. 6.18.

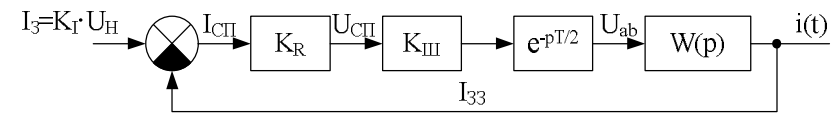


Рис. 6.18. Узагальнена структурна схема системи СБ – ШПІ

Передавальна функція замкненої системи має вигляд

$$W_3(p) = \frac{K_R \cdot K_{Ш} \cdot e^{-\frac{pT}{2}} \cdot (pCR_H + 1)}{(p^2 LCR_H + pL + R_H) + e^{-\frac{pT}{2}} \cdot (pCR_H \cdot K_R \cdot K_{Ш} + K_R \cdot K_{Ш})}. \quad (6.49)$$

Для спрощення розрахунків передавальна функція ланки запізнення розкладається в ряд Тейлора. Нехтуючи складовими вищих порядків, отримуємо $e^{-\frac{pT}{2}} = 1 - \frac{pT}{2}$.

Переходячи до частотної амплітудно-фазової характеристики розімкненої системи, отримаємо

$$W_p(j\omega) = U(\omega) + jV(\omega),$$

$$\text{де } U(\omega) = \frac{K_R \cdot K_{III} \cdot R_H \left[K_R \cdot K_{III} \cdot \omega \cdot \frac{T}{2} \cdot (\omega C R_H (R_H - \omega^2 L C R_H) - \omega L) \right]}{(R_H - \omega^2 L C R_H)^2 + \omega^2 L^2} -$$

дійсна частина АФХ;

$$V(\omega) = \frac{K_R \cdot K_{III} \cdot \left[\omega C R_H (R_H - \omega^2 L C R_H) - \omega L \right] - K_R \cdot K_{III} \cdot \omega R_H \frac{T}{2}}{(R_H - \omega^2 L C R_H)^2 + \omega^2 L^2} - \text{уяв-}$$

на частина АФХ.

За критерієм Найквіста умова стійкості лінійної системи з запізненням та стабілізацією вихідного струму описується нерівністю

$$K_{III} < \frac{2\tau_L}{(T - 2\tau_c)}, \quad (6.50)$$

де $\tau_L = \frac{L}{K_R}$, $\tau_c = C R_H$ – сталі часу перехідних процесів. У граничному випадку, коли значення сталої $\tau_c \ll T$, отримуємо граничне значення $K_{IIIгр}$ коефіцієнта підсилення: $K_{IIIгр} < \frac{2\tau_L}{T}$.

Графік залежності еквівалентного коефіцієнта підсилення K_{III} та граничного еквівалентного коефіцієнта $K_{IIIгр}$ від величини періоду комутації T представлено на рис. 6.19.

Таким чином, для стійкості системи сонячна батарея – широтно-імпульсний перетворювач еквівалентний коефіцієнт підсилення повинен обмежуватись значенням, розрахованим за формулою (6.50). Враховуючи, що значення індуктивності ШПІ складає 1...10 мГн, опір навантаження – 10...1000 Ом, період комутації – 10 кГц, значення коефіцієнта підсилення не перевищує 2. Отримане значення коефіцієнта має той самий порядок, що й коефіцієнт підсилення, отриманий за імпульсною моделлю перетворювача [56].

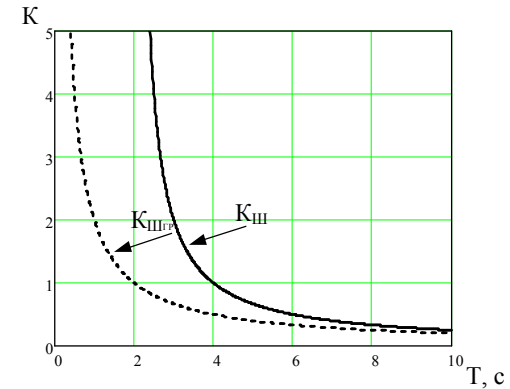


Рис. 6.19. Графік залежності еквівалентного K_{III} та граничного $K_{IIIгр}$ коефіцієнтів підсилення від величини запізнення $T/2$

6.3.2. Особливості моделювання синхронного генератора в областях частот

Керування положенням гондоли та лопатей вітрогенератора виконує ту саму функцію подачі енергії на вал генератора, що й керування положенням рейки паливного насоса дизель-генератора. В обох випадках у систему включається синхронний генератор, процеси керування потоком енергії та стабілізації вихідної напруги якого є аналогічними, внаслідок чого методики розрахунку умов стійкості системи керування параметрами енергії на виході синхронного генератора теж будуть аналогічними. Тому розглядаються умови стійкості на прикладі системи дизель-генератор – випрямляч, схема якої наведена на рис. 6.20, на якому позначено: $R_a, R_b, R_c, L_a, L_b, L_c$ – активні опори та індуктивності фазних обмоток статора ($R_a = R_b = R_c, L_a = L_b = L_c$); $VD_1 \dots VD_6$ – вентиля трифазного випрямляча; R_H, L_H – активний опір та індуктивність навантаження; РОЗ – регулятор обмотки збудження; ДН, ДС – датчики напруги та струму; U^*I – блок перетворення напруги та струму навантаження у потужність. Випрямляч у системі представляється безінерційною ланкою з передавальною функцією $W_B(p) = K_B$, виходячи з того, що стала часу дизель-генератора значно більша за період комутації вентилів [30].

Синхронний генератор з обмоткою збудження описується системою диференціальних рівнянь Парка-Горева [57]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\psi_d}{dt} + \omega\psi_q + r_i i_d = u_d \\ \frac{d\psi_q}{dt} - \omega\psi_d + r_i i_q = u_q \\ \frac{d\psi_f}{dt} + r_f i_f = u_f \\ \frac{d\psi_{fdi}}{dt} + r_{fdi} i_{fdi} = 0 \\ \frac{d\psi_{fqk}}{dt} + r_{fqk} i_{fqk} = 0 \\ \psi_d = L_d i_d + L_{ad} i_f + L_{ad} \sum_i i_{fdi} \\ \psi_q = L_q i_q + L_{aq} \sum_k i_{fqk} \\ \psi_f = L_{ad} i_d + L_f i_f + L_{ad} \sum_i i_{fdi} \\ \psi_{fdi} = L_{ad} i_d + L_{fdi} i_{fdi} + L_{ad} i_f + L_{ad} \sum_i i_{fdi} \\ \psi_{fqk} = L_{aq} i_q + L_{fqk} i_{fqk} + L_{aq} \sum_k i_{fqk} \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega \\ J \frac{d\omega}{dt} = M_{ДД} - M_{ЕМ}, \end{array} \right. \quad (6.51)$$

де ψ_d, ψ_q – потокозчеплення по поздовжній та поперечній осях; i_d, u_d, i_q, u_q – струм та напруга статора по поздовжній та поперечній осях, $u_d = u_H \sin \delta$, $u_q = u_H \cos \delta$; i_f, u_f – струм та напруга обмотки збудження; r, r_f, r_{fdi}, r_{fqk} – активний опір обмотки статора, обмотки збудження i -го поздовжнього та k -го поперечного

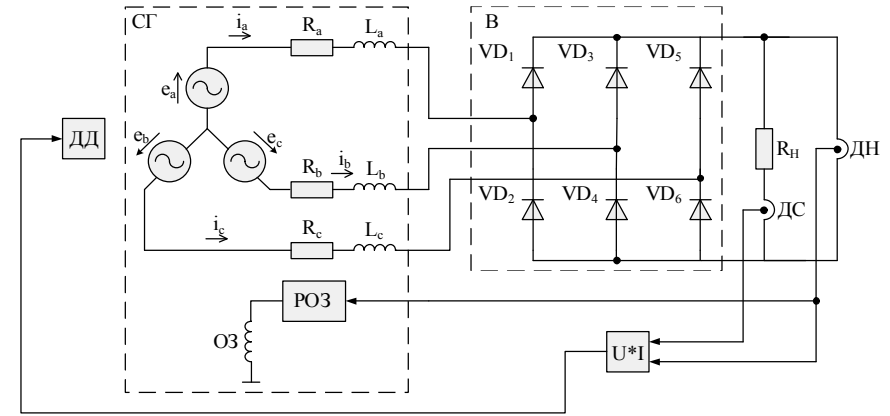


Рис. 6.20. Схема включення дизель-генератора в систему постійного струму

демпферних контурів; L_d, L_q – індуктивності обмотки статора по поздовжній та поперечній осях; L_f, L_{fdi}, L_{fqk} – індуктивності обмотки збудження i -го поздовжнього та k -го поперечного демпферних контурів; L_{ad}, L_{aq} – взаємні індуктивності будь-якої пари контурів по поздовжній та поперечній осях; $M_{ДД}$ – момент на виході дизельного двигуна, $M_{ДД} = \frac{P_{вих}}{\omega}$; $M_{ЕМ}$ – електромагнітний момент, $M_{ЕМ} = \psi_d i_q - \psi_q i_d$; J – момент інерції синхронного генератора.

Такі рівняння є нелінійними за рахунок нелінійності рівняння руху ротора, яке містить момент або потужність і є функцією струмів та напруг. Нелінійності магнітної системи не враховуються. Для лінеаризації рівнянь при формуванні розрахункових моделей робляться наступні припущення: електромагнітні перехідні процеси в мережі відсутні; приймається фазна симетрія струмів та напруг; перехідні процеси в демпферних обмотках не враховуються. Систему рівнянь синхронного генератора доповнимо рівнянням перехідного процесу зміни моменту на валу дизельного двигуна та з урахуванням наведених припущень представимо загальну систему (6.51) у такому вигляді:

$$\begin{cases}
 \frac{d\psi_d}{dt} + \omega\psi_q + \frac{r}{L_d}\psi_d - \frac{r}{L_d} \cdot \frac{L_{ad}}{L_f}\psi_f = u_d \\
 \frac{d\psi_q}{dt} - \omega\psi_d + \frac{r}{L_q}\psi_q = u_q \\
 \frac{d\psi_f}{dt} + \frac{r_f}{L_f}\psi_f - \frac{r_f}{L_f} \cdot \frac{L_{ad}}{L_d}\psi_d = u_f \\
 J \frac{d\omega}{dt} + \omega\psi_q = M_{кр} - \left(\frac{1}{L_q}\psi_d\psi_q - \frac{1}{L_d}\psi_d\psi_q \right) \\
 \frac{dM_{кр}}{dt} = \frac{M_m}{\tau} - \frac{M_{кр}}{\tau},
 \end{cases} \quad (6.52)$$

де ψ_f – потокозчеплення обмотки збудження; M_m – момент дизельного двигуна; $M_{кр}$ – крутний момент, що діє на ротор синхронного генератора; τ – механічна постійна дизель-генератора.

Оскільки розглядається стійкість у малому, здійснюється перехід до системи рівнянь з приростами стосовно усталених значень. Для цього вводяться нові змінні $y_i = y_{i0} + y_{i\xi}$, де y_{i0} – усталене значення, що відповідає усталеному режиму, $y_{i\xi}$ – відхилення від усталеного значення, спричинене збуренням. При розрахунках враховуються лише змінні, які відповідають малим відхиленням, з нехтуванням їх добутків. У зв'язку з тим, що стійкість розраховується стосовно положення рівноваги, усталені значення визначають постійні коефіцієнти.

Для різних усталених значень положення робочої точки дизель-генератора коефіцієнти, що визначаються значеннями змінних стану системи (6.52), суттєво не відрізняються в діапазоні зміни навантаження від 0,1 до 0,9 номінальної потужності за рахунок незначної статичної нелінійності. Тому отримані рівняння використовуються для аналізу стійкості системи у вказаному діапазоні потужності.

При відносно малих відхиленнях система рівнянь (6.52) набуває такого вигляду:

$$\begin{array}{l}
 \frac{d\psi_{d\xi}}{dt} \\
 \frac{d\psi_{q\xi}}{dt} \\
 \frac{d\psi_{f\xi}}{dt} \\
 \frac{d\omega_\xi}{dt} \\
 \frac{dM_{кр\xi}}{dt}
 \end{array}
 =
 \begin{array}{ccccc}
 \frac{r}{L_d} & -\omega_0 & \frac{r}{L_d} \cdot \frac{L_{ad}}{L_f} & -\psi_{q0} & 0 \\
 \omega_0 & \frac{r}{L_q} & 0 & \psi_{d0} & 0 \\
 \frac{r_f}{L_f} \cdot \frac{L_{ad}}{L_d} & 0 & -\frac{r_f}{L_f} & 0 & 0 \\
 \frac{\psi_{q0}}{J} & -\frac{\psi_{d0}}{J} & 0 & -\frac{1}{J}\psi_{q0} & \frac{1}{J} \\
 \left(\frac{L_d - L_q}{L_d L_q} \right) & \left(\frac{L_d - L_q}{L_d L_q} \right) & 0 & 0 & 0
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{l}
 \psi_{d\xi} \\
 \psi_{q\xi} \\
 \psi_{f\xi} \\
 \omega_\xi \\
 M_{кр\xi}
 \end{array}
 +
 \begin{array}{l}
 0 \\
 0 \\
 u_f \\
 0 \\
 \frac{M_m}{\tau}
 \end{array}
 +
 \begin{array}{l}
 u_d + \Psi_{d0} \\
 u_q + \Psi_{q0} \\
 \Psi_{f0} \\
 \Omega_0 \\
 -\frac{M_{кр0}}{\tau}
 \end{array}$$

Для подальших розрахунків вектор-стовпець початкових умов не враховується. Система рівнянь в області зображень переписується таким чином:

$$\begin{array}{l}
 \dot{\Psi}_{d\xi}(p) \\
 \dot{\Psi}_{q\xi}(p) \\
 \dot{\Psi}_{f\xi}(p) \\
 \dot{\Omega}_\xi(p) \\
 \dot{M}_{кр\xi}(p)
 \end{array}
 =
 \begin{array}{ccccc}
 a_{11} - p & a_{12} & a_{13} & a_{14} & 0 \\
 a_{21} & a_{22} - p & 0 & a_{24} & 0 \\
 a_{31} & 0 & a_{33} - p & 0 & 0 \\
 a_{41} & a_{42} & 0 & a_{44} - p & a_{45} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & a_{55} - p
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{l}
 \Psi_{d\xi}(p) \\
 \Psi_{q\xi}(p) \\
 \Psi_{f\xi}(p) \\
 \Omega_\xi(p) \\
 M_{кр\xi}(p)
 \end{array}
 +
 \begin{array}{l}
 0 \\
 0 \\
 \frac{U_{f\xi}(p)}{p} \\
 0 \\
 \frac{M_{m\xi}(p)}{p\tau}
 \end{array} \quad (6.53)$$

$$\begin{aligned} \text{де } a_{11} &= -\frac{r}{L_d}; \quad a_{12} = -\omega_0; \quad a_{13} = \frac{r}{L_d} \cdot \frac{L_{ad}}{L_f}; \quad a_{14} = -\psi_{q0}; \quad a_{21} = \omega_0; \\ a_{22} &= -\frac{r}{L_q}; \quad a_{24} = \psi_{d0}; \quad a_{31} = \frac{r_f}{L_f} \cdot \frac{L_{ad}}{L_d}; \quad a_{33} = -\frac{r_f}{L_f}; \\ a_{41} &= -\frac{1}{J} \left(\frac{1}{L_q} - \frac{1}{L_d} \right) \psi_{q0}; \quad a_{42} = -\frac{1}{J} \left(\frac{1}{L_q} - \frac{1}{L_d} \right) \psi_{d0}; \quad a_{44} = -\frac{1}{J} \psi_{q0}; \\ a_{45} &= \frac{1}{J}; \quad a_{55} = -\frac{1}{\tau}. \end{aligned}$$

Оскільки система керування має два контури (див. рис. 6.20): зовнішній – керування моментом на валу дизельного двигуна та внутрішній – керування напругою обмотки збудження, визначимо передавальні функції в кожному контурі, а саме: 1) $W_1(p)$ – передавальна функція вхідного моменту на валу дизельного двигуна до вихідної напруги на навантаженні; 2) $W_2(p)$ – передавальна функція напруги обмотки збудження до вихідної напруги на навантаженні, тобто $W_1(p) = \frac{U_{H\xi}(p)}{M_{m\xi}(p)}$ та $W_2(p) = \frac{U_{H\xi}(p)}{U_{f\xi}(p)}$, де

$$\begin{aligned} U_{H\xi}(p) &= I_{H\xi}(p)R_H, \quad I_{H\xi}(p) = \sqrt{2}I_{d\xi}(p), \quad I_{d\xi}(p) = \frac{\Psi_{d\xi}(p)}{L_d}; \\ W_1(p) &= \frac{\sqrt{2}R_H}{L_d} \frac{\frac{U_{f\xi}}{p}\beta_3''p^3 + \left(\frac{M_{m\xi}}{p}\beta_2' + \frac{U_{f\xi}}{p}\beta_2''\right)p^2 + \left(\frac{M_{m\xi}}{p}\beta_1' + \frac{U_{f\xi}}{p}\beta_1''\right)p + \frac{M_{m\xi}}{p}\beta_0' + \frac{U_{f\xi}}{p}\beta_0''}{M_{m\xi}(\alpha_5p^5 + \alpha_4p^4 + \alpha_3p^3 + \alpha_2p^2 + \alpha_1p + \alpha_0)}; \\ W_2(p) &= \frac{\sqrt{2}R_H}{L_d} \frac{\frac{U_{f\xi}}{p}\beta_3''p^3 + \left(\frac{M_{m\xi}}{p}\beta_2' + \frac{U_{f\xi}}{p}\beta_2''\right)p^2 + \left(\frac{M_{m\xi}}{p}\beta_1' + \frac{U_{f\xi}}{p}\beta_1''\right)p + \frac{M_{m\xi}}{p}\beta_0' + \frac{U_{f\xi}}{p}\beta_0''}{U_{f\xi}(\alpha_5p^5 + \alpha_4p^4 + \alpha_3p^3 + \alpha_2p^2 + \alpha_1p + \alpha_0)}. \end{aligned}$$

Формули для обчислення коефіцієнтів зведені до табл. 6.4.

Наведені коефіцієнти є досить громіздкими для подальшого аналізу та прозорого тлумачення. Тому в подальшому має сенс розглянути конкретний тип синхронного генератора, а враховуючи, що

співвідношення між параметрами електричних машин для конкретних потужностей та струмів суттєво не відрізняються, такий підхід дає можливість зробити загальні висновки для обраних типів електричних машин та значно спростити аналіз.

Таблиця 6.4

Формули для обчислення коефіцієнтів передавальних функцій

Коефіцієнт	Формула для обчислення
α_0	$a_{11}a_{33}(a_{22}a_{44} - a_{24}a_{42}) + a_{12}a_{33}(-a_{21}a_{44} + a_{24}a_{41}) +$ $+ a_{13}a_{31}(-a_{22}a_{44} + a_{24}a_{42}) + a_{14}a_{33}(a_{21}a_{42} - a_{22}a_{41})$
α_1	$a_{55}(a_{11}(-a_{22}a_{33} - a_{22}a_{44} + a_{24}a_{42} - a_{33}a_{44}) + a_{12}(a_{21}a_{33} + a_{21}a_{44} - a_{24}a_{41}) +$ $+ a_{13}(a_{22}a_{31} + a_{31}a_{44}) + a_{14}(-a_{21}a_{42} + a_{22}a_{41} + a_{33}a_{41}) -$ $- a_{22}a_{33}a_{44} + a_{24}a_{33}a_{42}) - (a_{11}a_{33}(a_{22}a_{44} - a_{24}a_{42}) +$ $+ a_{12}a_{33}(-a_{21}a_{44} + a_{24}a_{41}) + a_{13}a_{31}(-a_{22}a_{44} + a_{24}a_{42}) +$ $+ a_{14}a_{33}(a_{21}a_{42} - a_{22}a_{41}))$
α_2	$a_{55}(a_{11}(a_{22} + a_{33} + a_{44}) - a_{12}a_{21} - a_{13}a_{31} - a_{14}a_{41} + a_{22}(a_{33} + a_{44}) -$ $- a_{24}a_{42} + a_{33}a_{44}) - (a_{11}(-a_{22}a_{33} - a_{22}a_{44} + a_{24}a_{42} - a_{33}a_{44}) +$ $+ a_{12}(a_{21}a_{33} + a_{21}a_{44} - a_{24}a_{41}) + a_{13}(a_{22}a_{31} + a_{31}a_{44}) +$ $+ a_{14}(-a_{21}a_{42} + a_{22}a_{41} + a_{33}a_{41}) - a_{22}a_{33}a_{44} + a_{24}a_{33}a_{42})$
α_3	$a_{55}(-a_{11} - a_{22} - a_{33} - a_{44}) - (a_{11}(a_{22} + a_{33} + a_{44}) -$ $- a_{12}a_{21} - a_{13}a_{31} - a_{14}a_{41} + a_{22}(a_{33} + a_{44}) - a_{24}a_{42} + a_{33}a_{44})$
α_4	$a_{55} + a_{11} + a_{22} + a_{33} + a_{44}$
α_5	-1
β_0'	$a_{45}(-a_{12}a_{24}a_{33} + a_{13}a_{24}a_{32} + a_{14}a_{22}a_{33})$
β_1'	$a_{45}(a_{12}a_{24} - a_{14}a_{22} - a_{14}a_{33})$
β_2'	$a_{14}a_{45}$
β_0''	$a_{13}a_{55}(-a_{22}a_{44} + a_{24}a_{42})$
β_1''	$a_{13}(a_{22}a_{44} - a_{24}a_{42} + a_{22}a_{55} + a_{44}a_{55})$
β_2''	$a_{13}(-a_{22} - a_{44} - a_{55})$
β_3''	a_{13}

У зв'язку з тим, що сталі часу, які визначаються механічним моментом та процесами в обмотках синхронного генератора, для

оцінки співвідношень коренів матриці (6.53), відрізняються за своїми абсолютними значеннями, а також з метою ілюстрації розрахунку стійкості за моделлю (6.52), розглядається синхронний генератор типу ECO 3-1 L/4 фірми *Mecc Alte Spa*, параметри якого наведені в табл. 6.5.

Таблиця 6.5

Параметри синхронного генератора типу ECO 3-1 L/4

Електричні характеристики	Значення
Частота, Гц	50
Напруга фазна, В	415
Потужність, кВА	10
Число пар полюсів	3
Струм збудження, А	1,55
Синхронні індуктивні опори машини по поздовжній осі X_d , Ом	133
поперечній осі X_q , Ом	42,6
Активний опір статорної обмотки, Ом	1,082
Активний опір обмотки збудження, Ом	8,785
Індуктивність статорної обмотки по поздовжній осі L_d , Гн	0,424
поперечній осі L_q , Гн	0,136
Індуктивність розсіювання статорної обмотки, Гн	0,052
Індуктивність обмотки збудження, Гн	0,036
Момент інерції, кг·м ²	0,05

У результаті розв'язання системи (6.53) за допомогою програмного пакета *MathCad* отримасмо значення коренів характеристичного рівняння:

$$\begin{cases} p_1 = -0,5 \\ p_2 = -2,869 \\ p_{3,4} = -6,824 \pm j318,145 \\ p_5 = -244,199 \end{cases}$$

З порівняння значень коренів видно, що один корінь знаходиться в області низьких частот (НЧ, рис. 6.21) і відповідає повільному перехідному процесу механічної частини дизельного двигуна, три корені – в області середніх частот (СЧ) та один – в області високих частот (ВЧ), що відповідає швидкому перехідному процесу у колі обмотки збудження.

Оскільки значення коренів відомі, то передавальні функції $W_1(p)$ та $W_2(p)$ набувають такого вигляду:

$$W_1(p)|_{U_{f\epsilon} \rightarrow 0} = \frac{\sqrt{2}}{L_d} \cdot R_H \cdot \frac{\beta'_2 p^2 + \beta'_1 p + \beta'_0}{p(p-p_1)(p-p_2)(T^2 p^2 + 2\xi T p + 1)(p-p_5)};$$

$$W_2(p)|_{I_{m\epsilon} \rightarrow 0} = \frac{\sqrt{2}}{L_d} \cdot R_H \cdot \frac{\beta''_3 p^3 + \beta''_2 p^2 + \beta''_1 p + \beta''_0}{p(p-p_1)(p-p_2)(T^2 p^2 + 2\xi T p + 1)(p-p_5)}.$$

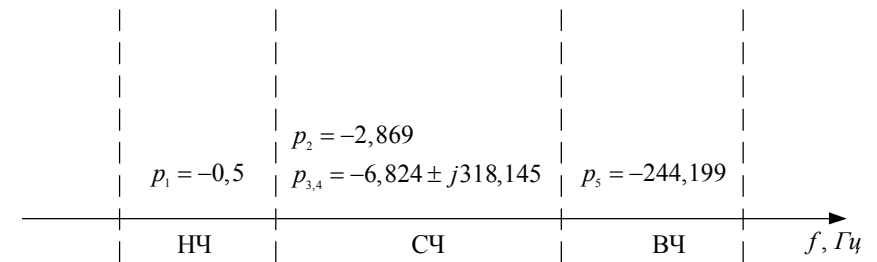


Рис. 6.21. Відповідність коренів частотним областям

Таке розміщення коренів дає змогу перейти до більш спрощених передавальних функцій, які відповідають своїм областям частот, тобто перейти від системи п'ятого до систем першого та третього порядків, що в декілька разів скорочує трудомісткість розрахунків. Структурні схеми та передавальні функції дизель-генератора в різних областях частот для окремих коренів зведені до табл. 6.6, де $K_{дг1}$, $K_{дг2}$, $K_{дг3}$, $T_{дг1}$, $T_{дг2}$, $T_{дг3}$ – еквівалентні коефіцієнти підсилення та сталі часу дизель-генератора в областях низьких, середніх та високих частот відповідно.

Таблиця 6.6
Структурні схеми та передавальні функції дизель-генератора в різних областях частот

Область частот	Структурна схема	Передавальна функція
Низькі		$W_{ДГ1}(p) = \frac{K_{ДГ1}}{T_{ДГ1}p + 1}$
Середні		$W_{ДГ2}(p) = \frac{K_{ДГ2}}{(T_{ДГ2}p + 1)(T^2 p^2 + 2\xi T p + 1)}$
Високі		$W_{ДГ3}(p) = \frac{K_{ДГ3}}{T_{ДГ3}p + 1}$

В області низьких частот керування дизель-генератором здійснюється за допомогою зворотного зв'язку за моментом на валу (потужністю), система рівнянь, яка описує процеси у системі керування, має вигляд

$$\begin{cases} P_{зз}(t) = \Delta P_H(t) \\ \Delta P_m(t) - \Delta P_H(t) = 0. \end{cases}$$

Застосовуючи формулу Тейлора для функції двох змінних, вираз для визначення приросту потужності навантаження можна записати таким чином: $\Delta P_H = \Delta U_H \Delta I_H = a_U \Delta I_H + b_I \Delta U_H$, де a_U та b_I – постійні коефіцієнти, які визначаються положенням робочої точки на зовнішній характеристиці.

За умови наявності негативного зворотного зв'язку в системі, замкнена система буде стійкою. Більш точне дослідження стійкості системи має враховувати сталі часу руху рейки паливного насоса.

В області середніх частот умовою стійкості замкненої системи за критерієм Гурвіца [58] є $K_2 < \frac{2\xi(T^2 + 2\xi T T_2 + T_2^2)}{T T_2 \cdot K_B}$, де ξ – коефіцієнт загасання. Оскільки $\xi > T_2$, $T < T_2$, то умова стійкості переписується таким чином: $K_2 < \frac{2\xi T_2 / T}{K_B}$.

Зазначимо, що наявність демпферної обмотки в синхронних генераторах забезпечує загасання коливань ротора, які виникають у перехідних процесах при різких змінах режиму роботи [50].

В області високих частот керування в колі обмотки збудження здійснюється зворотним зв'язком за напругою, а система рівнянь, яка описує процеси у системі керування, має вигляд

$$\begin{cases} U_{зз}(t) = K_0 \cdot U_H(t) \\ U_{СП}(t) = K_P \cdot (U_{ОП} - K_0 \cdot U_H(t)). \end{cases}$$

Керування струмом обмотки збудження здійснюється за допомогою ШП, який за аналогією з розглянутим у підрозділі 6.3.1 ШП представляється ланкою з передавальною функцією $W_{Ш}(p)$, безінерційною ланкою з коефіцієнтом підсилення $K_{Ш}$ та ланкою

запізнення. Умови стійкості такого перетворювача розглянуті в підрозділі 6.3.1 і набувають вигляду

$$T < 2(\tau_L^* + \tau_C), \quad (6.54)$$

де $\tau_L^* = \tau_L^H / K_{\text{ш}} = L / R_H \cdot K_{\text{ш}}$ – приведена до τ_L^H стала часу; $\tau_C = C R_H$. Таким чином, для стійкості системи дизель-генератор-випрямляч необхідно, щоб період комутації був менший за подвійну суму сталих часу τ_L^* та τ_C .

6.3.3. Умови стійкості енергетичного вузла розосередженої генерації

Після визначення умов стійкості для кожної окремої частини вузла розосередженої генерації на основі сонячної батареї та дизель-генератора дослідимо умови стійкості всієї системи, загальна структурна схема якої як системи автоматичного регулювання зображена на рис. 6.22. Як для області низьких, так і для області високих частот структурні схеми однакові, але деякі коефіцієнти набувають різних значень, що позначено на рис. 6.22 індексами Н та В для відповідних областей. При відомій величині потоку сонячного випромінювання для стабілізації потужності на виході сонячної батареї достатньо подавати на вхід системи деяку величину задавального струму $I_{\text{зад}}$.

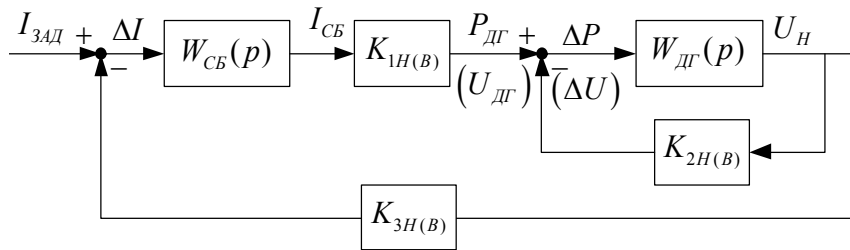


Рис. 6.22. Загальна структурна схема енергетичного вузла розосередженої генерації як системи автоматичного регулювання

Для області низьких частот коефіцієнт K_{1H} відображає перетворення струму на виході сонячної батареї у задавальний

вплив на вході системи керування дизель-генератора, пропорційний потужності сонячної батареї:

$$K_{1H} = \frac{P_{ДГ}}{I_{СБ}} = \frac{(I_H - I_{СБ})^2 R_H}{I_{СБ}} = \frac{(a_1 I_H - b_1 I_{СБ}) R_H}{I_{СБ}} = \left(a_1 \frac{I_H}{I_{СБ}} + b_1 \right) R_H,$$

де a_1 та b_1 – деякі коефіцієнти, $[K_{1H}] = \text{А} \cdot \text{Ом}$; коефіцієнт K_{2H} відображає перетворення напруги на виході дизель-генератора у потужність, $K_{2H} = \frac{P_{ДГ}}{U_H} = \frac{(a_2 I_H + b_2 U_H)}{U_H} = \frac{a_2}{R_H} + b_2$, де

a_2 та b_2 – деякі коефіцієнти, $[K_{2H}] = \frac{\text{В}}{\text{Ом}}$; коефіцієнт K_{3H} відображає перетворення напруги на виході дизель-генератора у струм зворотного зв'язку, $K_{3H} = \frac{I_H - I_{СБ}}{U_H} = \frac{1}{R_H} \left(1 - \frac{I_{СБ}}{I_H} \right)$,

$[K_{3H}] = \frac{1}{\text{Ом}}$. При цьому $W_{СБ}(p) = K_R \cdot K_{\text{ш}} \cdot \left(1 - p \frac{T}{2} \right) \cdot \frac{p C R_H + 1}{p^2 L C R_H + p L + R_H}$ – передавальна функція сонячної батареї, $W_{ДГ1}(p) = \frac{K_{ДГ1}}{T_{ДГ1} p + 1}$ – пере-

давальна функція дизель-генератора.

Передавальна функція системи сонячна батарея-дизель-генератор в області низьких частот записується таким чином:

$$W(p) = \frac{K_{1H} \cdot W_{СБ} \cdot W_{ДГ1}}{1 + K_{1H} \cdot K_{3H} \cdot W_{СБ} \cdot W_{ДГ1} + K_{2H} \cdot W_{ДГ1}}.$$

Стійкість системи не порушується, якщо значення опору навантаження обмежується наступними співвідношеннями:

$$R_H < \frac{L + K' L - K'' K_R \frac{T}{2}}{T_{ДГ1} + K'' K_R C}; \quad R_H < \frac{T_{ДГ1} L}{L C + K' L C - K'' K_R C \frac{T}{2}},$$

де $K' = K_{2H} K_{ДГ1}$, $K'' = K_{1H} K_{3H} K_{\text{ш}} K_{ДГ1}$, що відповідає наступним нерівностям у відносних одиницях:

$$\frac{\tau_L^H}{T_{ДГ1}} < \frac{1 + K'' \frac{\tau_C}{T_{ДГ1}}}{1 + K' - \frac{K'' T}{2 \tau_L}}; \quad (6.55)$$

$$\frac{\tau_L^H}{T_{ДГ1}} < \frac{1}{\omega_p^2 T_{ДГ1}^2} (K' + 1) - \frac{K'' \tau_C}{2 T_{ДГ1} T_{ДГ1}} T, \quad (6.56)$$

де $\tau_L^H = \frac{L}{R_H}$, $\tau_L = \frac{L}{K_R}$, $\tau_C = K_R C$ – сталі часу, $\omega_p = \frac{1}{\sqrt{LC}}$. Підставляючи значення коефіцієнтів K_{1H} , K_{2H} та K_{3H} у формули (6.55) та (6.56), отримуємо дві нерівності:

$$\frac{\tau_L^H}{T_{ДГ1}} < \frac{1 + \left(a_1 \frac{I_H}{I_{CB}} - b_1 \frac{I_{CB}}{I_H} - a_1 + b_1 \right) K_{Ш} K_{ДГ1} \frac{\tau_C}{T_{ДГ1}}}{1 + K_{2H} K_{ДГ1} - \frac{K_{Ш} K_{ДГ1}}{2} \left(a_1 \frac{I_H}{I_{CB}} - b_1 \frac{I_{CB}}{I_H} - a_1 + b_1 \right) \frac{T}{\tau_L}}$$

та

$$\frac{\tau_L^H}{T_{ДГ1}} < \frac{1}{\omega_p^2 T_{ДГ1}^2} (K_{2H} K_{ДГ1} + 1) - \frac{K_{Ш} K_{ДГ1}}{2} \left(a_1 \frac{I_H}{I_{CB}} - b_1 \frac{I_{CB}}{I_H} - a_1 + b_1 \right) \frac{\tau_C}{T_{ДГ1} T_{ДГ1}}.$$

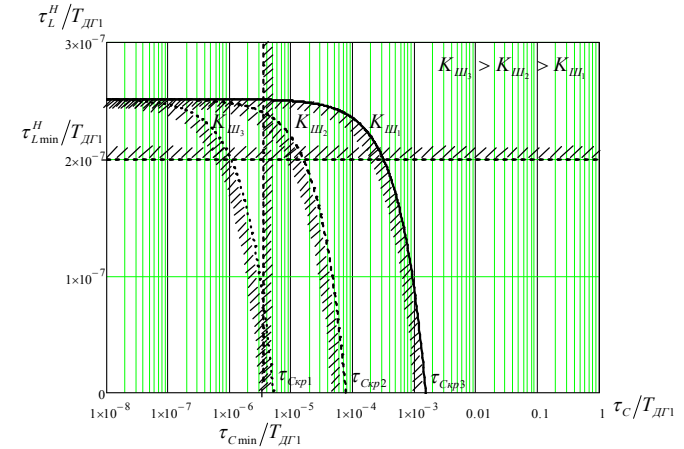
Для спрощення розрахунків приймається $a_1 = b_1$, що припустимо при малих відхиленнях змінних. Тоді наведені нерівності набувають вигляду

$$\frac{\tau_L^H}{T_{ДГ1}} < \frac{1 + a_1 K_{Ш} K_{ДГ1} \left(\frac{I_H}{I_{CB}} - \frac{I_{CB}}{I_H} \right) \frac{\tau_C}{T_{ДГ1}}}{1 + K_{2H} K_{ДГ1} - \frac{a_1 K_{Ш} K_{ДГ1}}{2} \left(\frac{I_H}{I_{CB}} - \frac{I_{CB}}{I_H} \right) \frac{T}{\tau_L}}$$

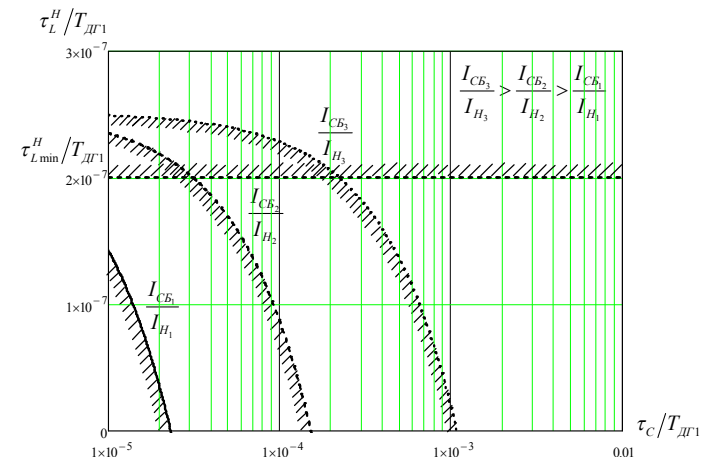
та

$$\frac{\tau_L^H}{T_{ДГ1}} < \frac{1}{\omega_p^2 T_{ДГ1}^2} (K_{2H} K_{ДГ1} + 1) - \frac{a_1 K_{Ш} K_{ДГ1}}{2} \left(\frac{I_H}{I_{CB}} - \frac{I_{CB}}{I_H} \right) \frac{\tau_C}{T_{ДГ1} T_{ДГ1}}.$$

На рис. 6.23 а, б наведено графіки залежності областей стійкості від відношення сталей часу $\tau_L^H / T_{ДГ1}$ до відношення сталей часу $\tau_C / T_{ДГ1}$ при зміні еквівалентного коефіцієнта підсилення ШП та співвідношення I_{CB} / I_H , тобто зменшенні струму сонячної батареї або збільшенні струму навантаження.



а



б

Рис. 6.23. Графіки залежності областей стійкості від відношення сталей часу: а – при зміні еквівалентного коефіцієнта підсилення $K_{Ш}$;

б – при зміні співвідношення I_{CB} / I_H

З умови неперервності струму у дроселі ($L_{KP} = R_H \frac{T}{2}(1-\gamma)$) визначається мінімальне значення сталої τ_L^H , а з умови забезпечення необхідного коефіцієнта пульсацій ($C_{KP} = \frac{T}{8R_H K_H}$) – мінімальне значення сталої τ_C .

Критична ємність, при якій крива залежності відношення сталих часу $\tau_L^H / T_{ДГ1}$ до відношення сталих часу $\tau_C / T_{ДГ1}$ перетинає вісь абсцис, визначається з такої умови:

$$C_{KP} < \frac{\frac{1}{\omega_p^2 T_{ДГ1}} (K_2 K_{ДГ1} + 1)}{R_{Ш} \frac{a_1 K_{Ш} K_{ДГ1}}{2} \left(\frac{I_H}{I_{CB}} - \frac{I_{CB}}{I_H} \right) \frac{T}{T_{ДГ1}}}.$$

За умови, що відношення струму навантаження до струму сонячної батареї визначається нерівністю $\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - \frac{I_{CB}}{I_H} \right) > 0$, умова стійкості порушується. За умови, що відношення струму навантаження до струму сонячної батареї визначається нерівністю $\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - \frac{I_{CB}}{I_H} \right) < 0$, стійкість зберігається, причому, якщо існує надлишок струму сонячної батареї, його доцільно використовувати для заряду акумуляторної батареї, що сприяє підвищенню стійкості системи.

В області високих частот з врахуванням того, що коефіцієнт K_{1B} відображає перетворення струму на виході сонячної батареї у задавальний вплив $U_{ДГ}$ (див. рис. 6.22) на вході системи керування дизель-генератора, що пропорційний напрузі, $U_{ДГ} = (I_H - I_{CB})R_H$, $K_{1B} = R_H \left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1 \right)$, $[K_{1B}] = \text{Ом}$; коефіцієнт $K_{2B} = 1$; коефіцієнт K_{3B} – перетворення напруги на наванта-

женні у струм зворотного зв'язку $K_{3B} = \frac{1}{R_H} \left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H} \right)$, $[K_{3B}] = \frac{1}{\text{Ом}}$;

$$W_{CB}(p) = K_R \cdot K_{Ш} \cdot \left(1 - p \frac{T}{2} \right) \cdot \frac{pCR_H + 1}{p^2 LCR_H + pL + R_H};$$

$$W_{ДГ3}(p) = K'_R \cdot K'_{Ш} \cdot \frac{K_{ДГ3}}{T_{ДГ3}p + 1} \cdot \left(1 - \frac{pT_{Ш}}{2} \right) \cdot \frac{pCR_H + 1}{p^2 LCR_H + pL + R_H}.$$

Передавальна функція системи сонячна батарея-дизель-генератор в області високих частот записується як

$$W(p) = \frac{K_{1B} \cdot W_{CB} \cdot W_{ДГ3}}{1 + K_{1B} \cdot K_{3B} \cdot W_{CB} \cdot W_{ДГ3}}.$$

Стійкість системи не порушується, якщо значення опору навантаження обмежується такими співвідношеннями:

$$R_H < \frac{-KC_{екв} \frac{T T_{Ш}}{2} - \frac{LL_1 C_{екв}}{2} + \sqrt{\left(KC_{екв} \frac{T T_{Ш}}{2} + \frac{LL_1 C_{екв}}{2} \right)^2 + 2KLCL_1 C_1 T_{ДГ3} T_{екв} - 4LL_1 T_{ДГ3}^2 (LC + L_1 C_1)}}{2T_{ДГ3} (LC + L_1 C_1) - K \frac{CC_1 T_{екв}}{2}};$$

$$R_H < \frac{-KC_{екв} T_{екв} + 2T_{ДГ3} L_{екв} - \sqrt{\left(KC_{екв} T_{екв} - 2T_{ДГ3} L_{екв} \right)^2 + (LC + L_1 C_1) (-4KT_{Ш} - 16LL_1)}}{4(LC + L_1 C_1)};$$

$$R_H < \frac{-L_{екв} - KC_{екв} + \sqrt{\left(L_{екв} + KC_{екв} \right)^2 + 2KT_{ДГ3} T_{екв}}}{2T_{ДГ3}},$$

де $L_{екв} = L + L_1$ – еквівалентна сумарна індуктивність; $C_{екв} = C + C_1$ – еквівалентна сумарна ємність; $T_{екв} = T + T_{Ш}$ – еквівалентний період комутації, або, переходячи до відносних одиниць,

$$\frac{\tau_{Лекв}^H}{T_{ДГЗ}} < \frac{2\left(\frac{1}{\omega_p^2} + \frac{1}{\omega_{p1}^2}\right) - \frac{K'}{4}\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\tau_C\tau_{C1}\frac{T_{екв}}{T_{ДГЗ}}}{-K'\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\frac{\tau_{Секв}}{\tau_{Лекв}}\frac{T}{2}\frac{T_{Ш}}{2} - \frac{LL_1}{2\rho_{екв}^2} + \sqrt{\left(K'\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\frac{\tau_{Секв}}{\tau_{Лекв}}\frac{T}{2}\frac{T_{Ш}}{2} + \frac{LL_1}{2\rho_{екв}^2}\right)^2 + 2\left(\frac{1}{\omega_p^2} + \frac{1}{\omega_{p1}^2}\right)\left(K'\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\frac{T_{ДГЗ}}{\tau_{Лекв}}\frac{T_{екв}}{\tau_{Лекв}} - \frac{2LL_1T_{ДГЗ}^2}{L_{екв}^2}\right)};$$

$$\frac{\tau_{Лекв}^H}{T_{ДГЗ}} < \frac{4\left(\frac{1}{\omega_p^2} + \frac{1}{\omega_{p1}^2}\right)}{-K'\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\frac{\tau_{Секв}}{\tau_{Лекв}}\frac{T_{екв}}{T_{ДГЗ}} + 2 - \sqrt{\left(K'\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\frac{\tau_{Секв}}{\tau_{Лекв}}\frac{T_{екв}}{T_{ДГЗ}} - 2\right)^2 + \left(\frac{1}{\omega_p^2} + \frac{1}{\omega_{p1}^2}\right)\left(\frac{-4 \cdot K' T}{\tau_{Лекв}^2} \frac{T_{Ш}}{T_{ДГЗ}} \left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right) - 16 \frac{LL_1}{L_{екв}^2 T_{ДГЗ}^2}\right)};$$

$$\frac{\tau_{Лекв}^H}{T_{ДГЗ}} < \frac{2}{-1 - K'\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\frac{\tau_{Секв}}{\tau_{Лекв}} + \sqrt{\left(1 + K'\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\frac{\tau_{Секв}}{\tau_{Лекв}}\right)^2 + 2K'\left(\frac{I_H}{I_{CB}} - 1\right)\left(1 - \frac{I_{CB}}{I_H}\right)\frac{T_{ДГЗ}}{\tau_{Лекв}}\frac{T_{екв}}{\tau_{Лекв}}},$$

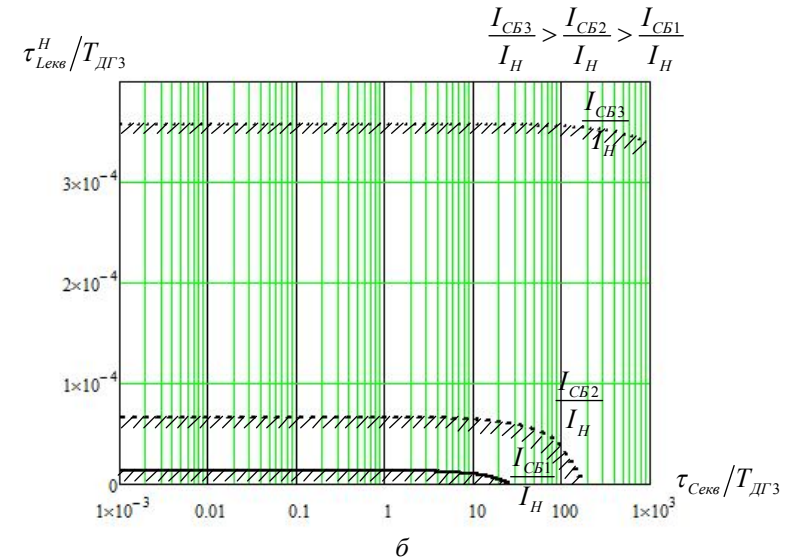
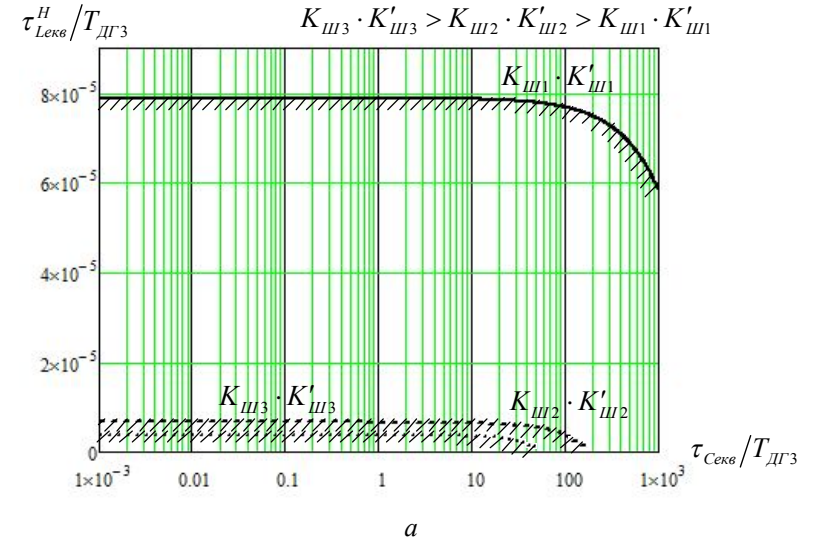


Рис. 6.24. Графіки залежності областей стійкості від відношення сталих часу: а – при зміні еквівалентного коефіцієнта підсилення $K_{Ш}$; б – при зміні співвідношення I_{CB}/I_H

де $\tau_{L_{екв}}^H = \frac{L_{екв}}{R_H}$; $\tau_{L_{св}} = \frac{L_{екв}}{R_{екв}}$; $\tau_{C_{екв}} = R_{екв} C_{екв}$; $\tau_C = R_{Ш} C$; $\tau_{C_1} = R_{Ш1} C_1$ –

сталі часу; $R_{екв} = R_{Ш} + R_{Ш1}$ – еквівалентний опір шунта; $\omega_{p1} = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$ –

резонансна частота; $\rho_{екв} = \sqrt{\frac{L_{екв}}{C_{екв}}}$ – еквівалентний хвильовий опір;

$$K' = K_{1B} \cdot K_{3B} \cdot K_{Ш} \cdot K'_{Ш} \cdot K_{ДГЗ}.$$

На рис. 6.24 а та б наведено графіки залежності областей стійкості від відношення сталих часу $\tau_{L_{екв}}^H / T_{ДГЗ}$ до відношення сталих часу $\tau_{C_{екв}} / T_{ДГЗ}$ при зміні еквівалентних коефіцієнтів підсилення ШП та співвідношення $I_{СБ} / I_H$, тобто зменшенні струму сонячної батареї або збільшенні струму навантаження.

Аналіз графіків рис. 6.23 та 6.24 показав, що система стає менш стійкою при збільшенні еквівалентного коефіцієнта підсилення ШП, а зі збільшенням співвідношення $I_{СБ} / I_H$ – більш стійкою.

Аналогічно висновкам щодо стійкості енергетичного вузла в області низьких частот, в області високих частот співвідношення $I_{СБ} / I_H$ впливає на величину області стійкості, і при зменшенні цього співвідношення область стійкості зменшується.

Таким чином, з викладеного у розділі 6 можна зробити висновки, що для розвитку теорії побудови автономних систем електроживлення з розосередженою генерацією необхідне сумісне розв'язання задач: відбору максимальної енергії окремих джерел; узгодження параметрів зовнішніх характеристик джерел при їх сумісній роботі; компенсації нелінійних спотворень струму навантаження; забезпечення умов стійкої роботи системи.

Перелік використаної літератури

1. Блинов И.В., Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Кириленко А.В., Киселева А.Г., Лукьяненко Л.Н., Осипенко Е.С., Павловский В.В., Парус Е.В., Сопель М.Ф., Стелюк А.О., Танкевич С.Е. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.
2. Капица С.П. Модель роста населения Земли и предвидимое будущее цивилизации // Мир России. Социология. Этнология. – 2002. – № 3. – С. 22–43.
3. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Жуйков В.Я., Баталов А.Г. Особенности ОЕС Украины та науково-технічні проблеми забезпечення її розвитку // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2010. – № 1. – С. 25–30.
4. Dawidziuk Jakub. Место и роль силовой электроники в сбережении электроэнергии в Польше // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Силовая електроніка та енергоефективність». – 2007. – № 2. – С. 9–14.
5. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Интеллектуальные электрические сети электроэнергетических систем та їхнє топологічне забезпечення // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
6. Булатов Б.Г., Тарасенко В.В. Алгоритмы интеллектуального управления режимом распределительной сети // Вестник ЮУрГУ. – 2012. – № 37. – С. 18–22.
7. Бахтадзе Н.Н., Ядыкин И.Б., Максимов Е.М., Максимова Н.Е. Мультиагентный подход к разработке систем управления интеллектуальной электроэнергетической системой с активно-адаптивной сетью [Электронный ресурс] – <http://paco2012.ipu.ru/procdngs/C205.pdf>.
8. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних енергетичних мереж та їхні перспективи в Україні // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–50.

9. *Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Прогнозування балансів паливно-енергетичних ресурсів.* – Київ, 2006. – 129 с.

10. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Яндульський О.Я., Стелюк А.О.* Керування режимом роботи електростанції з відновлюваними джерелами енергії в умовах зміни частоти в енергосистемі // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 4. – С. 52–57.

11. *Дикий М. О.* Поновлювані джерела енергії. – К.: Вища шк., 1993. – 351 с.

12. *Herman D.* Investigation of the Technical and Economic Feasibility of Micro-Grid-Based Power Systems. Final Report, December 2001. – 107 p.

13. *Сокол Е.И., Якименко Ю.И., Жуйков В.Я., Вержановская М.Р.* Принципы построения микропроцессорных систем управления полупроводниковыми преобразователями // Техн. електродинаміка. Темат. вип. – 2001. - Ч.3. – С. 43–45.

14. *Кириленко О.В., Якименко Ю.І., Жуйков В.Я., Денисюк С.П.* Перетворювачі параметрів електроенергії в Smart системах енергетики // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. випуск (Мат. І Міжнар. наук.-техн. конф. «Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС'10»). – 2010. – С. 17–23.

15. *Якименко Ю.І., Сокол Є.І., Жуйков В.Я., Петергеря Ю.С., Іванін О.Л.* Відновлювальні джерела енергії у локальних об'єктах – К.: ІВЦ «Політехніка», 2001. – 114 с.

16. *Кудря С.А., Головка В.М.* Основы конструирования энергоустановок с возобновляемыми источниками энергии. – Київ, 2009. – 201 с.

17. *Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л.* Технологическая платформа micro Grid (основные средства) // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 7–12.

18. *Lasseter R.* MicroGrids / *Lasseter, R.* // IEEE PES Winter Meeting. – 2002. – P. 25–26.

19. *Zang H., Chandorkar M., Venkataramanan G.* Development of Static Switchgear for Utility Interconnection in a Microgrid // Power and Energy Systems PES, Palm Springs, CA. – 2003. – P. 25-26.

20. *Lubna Mariam, Malabika Basu and Michael F. Conlon A.* Review of Existing Microgrid Architectures // Journal of Engineering, vol. 2013, Article ID 937614, 2013. – 8 p.

21. *Петергеря Ю.С., Жуйков В.Я., Терещенко Т.О.* Інтелектуальні системи забезпечення енергозбереження житлових будинків / Навчальний посібник. – 2008. – 258 с.

22. *Абакумов В.Г.* Оптимизация электрозатрат предприятия на основе выбора тарифных планов // Электрика. – 2001. – № 3. – С. 15–19.

23. *Кириленко О.В., Петергеря Ю.С., Терещенко Т.О., Жуйков В.Я.* Інтелектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах.. – К.: Аверс – 2005. – С. 17–28.

24. *Праховник А.В., Денисюк С.П., Коцар О.В.* Принципи організації взаємодії компонент smart мереж // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 51–52.

25. *Рогоза В.С., Іщенко Г.В.* Інтелектуальні платформи розподілених інформаційних середовищ. – 2009. – 358 с.

26. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Трач І.В.* Проблеми інтеграції відновлювальних джерел електроенергії в «слабкі» електричні мережі // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 25–26.

27. *Стогній Б.С., Сопель М.Ф.* Основы мониторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу // Техн. електродинаміка. – 2013. – № 1. – С. 62–68.

28. *Иващенко Н.Н.* Автоматическое регулирование. Теория и элементы систем. Изд. 3-е. – М.: Машиностроение. – 1973. – 606 с.

29. *Олейников В.А., Золотов Н.С., Пришивин А.М.* Основы оптимального и экстремального управления. – М.: Высш. шк. – 1969. – 199 с.

30. *Шипило В.П., Булатов О.Г.* Расчет полупроводниковых систем управления вентиляемыми преобразователями. – М.: Энергия, 1966 – 144 с.

31. *Донской Н. В., Иванов А.Г., Никитин В.М., Поздеев А.Д.* Управляемый выпрямитель в системах автоматического управления / Под ред. А. Д. Поздеева. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 352 с.

32. *Жуйков В.Я., Коротеев И.Е., Рябенкий В.М.* и др. Замкнутые системы преобразования электрической энергии / Под ред. В.Я. Жуйкова. – К.: Техн.; Братислава: Альфа, 1989. – 320 с.

33. *Ксенович И.А., Ипатов А.А., Изосимов Д.Б.* Состояние и перспективы развития отечественной автомобильной техники с

комбинированными энергоустановками // Мобильная техника. – 2003. – № 2/3. – С. 15–18.

34. Якименко Ю.І. та ін. Відновлювані джерела енергії у локальних об'єктах. – К.: ІВЦ «Політехніка», 2001. – 114 с., Peter A.J. Achten, Yohan P.J. van der Oever, Yeroen PotmaGeorges, E.M. Vael. Desingof a Hydraulic Free-Piston Engine // SAE off-Highway Engineering. – 2001. – P.23-28.

35. Камаев В.С., Петергеря Ю.С. Оптимизация режима работы системы резервного питания с дизель-генератором // Пр. Ін-ту електродинаміки Нац. акад наук України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України – 2006. – № 1(13). – С. 38–41

36. Брускин Д.Э., Зорохович И.П. Электрические машины и микромашины. – М.: Высш. шк., 1990. – 220 с.

37. Алехина Е.К. Анализ способов регулирования и разработка автоматического устройства оптимального управления дизель-генератора с автономным газотурбинным наддувом: Автореф... дис. канд. техн. наук: ХПИ. – Харків, 1975. – 18 с.

38. Волківський В.Б. Адаптивний метод заряду акумуляторних батарей // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Силова електроніка та енергоефективність». – 2005. – Ч. 2. – С. 40–43.

39. Волківський В.Б. Пристрій для заряду асиметричним струмом акумуляторної батареї в буферному режимі // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Силова електроніка та енергоефективність». – 2004. – Ч. 3. – С. 21–24.

40. Ромашико В.Я. До питання про відбір максимальної потужності від джерел електричної енергії // Електроніка і зв'язок. – 2013. – № 4. – С. 28–34.

41. Вербицький С.В., Ромашико В.Я. Особливості пошуку точки максимальної потужності сонячної батареї методами холодного ходу і короткого замикання // Електроніка і зв'язок. – 2013. – № 5. – С. 13–18.

42. Осипенко К.С., Бучек П.І. Оптична система відбору максимальної енергії від сонячної батареї // VII Міжнар. наук.-техн. конф. молодих вчених «Електроніка-2014»: Зб. статей, 2014. – С. 247–250.

43. Ромашико В.Я., Вербицький С.В., Киричик Є.І. Аналіз втрат енергії в системі відбору максимальної потужності сонячної батареї // Техн. електродинаміка. – 2014. – № 4. – С. 55–57.

44. Малярєнко Е.А. Последовательная фотоэнергетическая система на базе согласующих преобразователей с гальванической изоляцией // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. – Т.2. – С. 43–48.

45. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн. 1. Ветроэлектрогенераторы. – Харьков: Национальный аэрокосмический университет «Харьковский авиационный институт», 2003. – 400 с.

46. Рябенький В.М., Ушкаренко А.О., Воскобоев В.И. Управление распределенной моделью автономной электростанции // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2008. – № 6. – С. 45–48.

47. Рябенький В.М., Ушкаренко А.О., Воскобоев В.И. Оценка неравномерности распределения активной мощности между генераторами при параллельной работе // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2008. – № 6. – С. 76–79.

48. Burton T., Sharpe D., Jenkins N. and Bossanyi E. Wind Energy Handbook. John Wiley and Sons Ltd., West Sussex, England, 2001.

49. Чиженко И.М., Руденко В.С., Сенько В.И. Основы преобразовательной техники. – М.: Высш. шк., 1947. – 430 с.

50. Вольдек А.И. Электрические машины: Уч. для студентов высш. техн. учебн. заведений. – 3-е изд., перераб. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с.

51. Нгуен Лыхай Тунг. Высокочастотный компенсатор реактивной мощности с источником резервного питания // Электроника и связь. – 1999. – № 6. – С. 31–38.

52. Миколаец Д.А. Энергетический расчет фильтрокомпенсирующего преобразователя с накопительным аккумулятором // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 71–72.

53. Шидловський А.К., Новський В.О., Жаркін А.Ф. Стабілізація параметрів електричної енергії в трифазних системах напівпровідниковими коригуючими пристроями. – К.: Ін-т електродинаміки, 2013. – 378 с.

54. Жуйков В.Я., Нгуен Лыхай Тунг. Условие компенсации реактивной мощности высокочастотным преобразователем параллельного типа // Электроника и связь. – 1998. – № 5. – С. 82–85.

55. Денисов А.И., Димеров С.А. Импульсные преобразователи в системах электропитания. – К.: Техніка, 1978. – 184 с.

56. Цыпкин Я.З. Теория линейных импульсных систем. – М.: Гос. изд. физ-мат лит., 1963. – 968 с.

57. Копылов И.П., Клоков Б.К., Морозкин В.П., Токарев Б.Ф. Проектирование электрических машин / 3-е изд., испр. и доп. – М.: Высш. шк., 2002. – 757 с.

58. Бессекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического регулирования. – М.: Наука, 1972. – 768 с.

Основні скорочення до розділу 6

АБ	– акумуляторна батарея
АШІМ	– амплітудно-широотно-імпульсна модуляція
В	– випрямляч
ВГ	– вітрогенератор
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВК	– вітроколесо
ГПН	– генератор пилкоподібної напруги
ДВЗ	– двигун внутрішнього згорання
ДГ	– дизель-генератор
ДД	– дизельний двигун
ДН	– датчик напруги
ДС	– датчик струму
І	– інвертор
К	– компенсатор
ККД	– коефіцієнт корисної дії
Н	– навантаження
ОЗ	– обмотка збудження
ПЗ/Р	– перетворювач заряду/розряду
СБ	– сонячна батарея
СГ	– синхронний генератор
СК	– система керування
ФКП	– фільтрокомпенсуючий перетворювач
ШІМ	– широтно-імпульсна модуляція
ШІП	– широтно-імпульсний перетворювач

ЗМІСТ

Передмова.....	3
Розділ 1	
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	14
1.1. Інтелектуалізація електричних мереж.....	14
1.2. Системи підтримки прийняття рішень оперативно-диспетчерського персоналу електричних мереж.....	25
1.3. Розв'язання задач оперативного керування з використанням інтелектуальних систем на прикладі задачі оперативного аналізу післяаварійного стану електричних мереж для підтримки рішень диспетчера з відновлення електропостачання.....	32
Перелік використаної літератури.....	88
Основні скорочення до розділу 1.....	98
Розділ 2	
МУЛЬТИАГЕНТНІ ТЕХНОЛОГІЇ КЕРУВАННЯ.....	99
2.1. Мультиагентні системи в електроенергетиці.....	100
2.2. Мультиагентні технології при моделюванні та керуванні в електричних мережах	102
2.3. Технічні рішення впровадження мультиагентних систем	109
2.4. Моделі інформаційного обміну на основі мультиагентних технологій.....	126
Перелік використаної літератури.....	140
Основні скорочення до розділу 2.....	142

Розділ 3	
АКТИВНІ СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	143
3.1. Система електропостачання з активним споживачем як елементом електричної мережі.....	147
3.2. Активний споживач та особливості його роботи.....	154
3.3. Моделювання активного споживача.....	169
3.4. Технології реалізації функцій керування активними споживачами та оцінки ефективності їхньої роботи... ..	178
3.5. Мультиагентні системи керування.....	189
3.6. Характеристика значущих процесів у інтелектуальних мережах з активними споживачами.....	207
Перелік використаної літератури.....	217
Основні скорочення до розділу 3.....	220
Розділ 4	
РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.....	221
4.1. Режими роботи нетрадиційних джерел енергії.....	222
4.2. Моделі електричних станцій з відновлюваними джерелами енергії.....	232
4.3. Режимні питання приєднання відновлюваних джерел енергії	248
4.4. Режими за частотою в електричних мережах з нетрадиційним генеруванням.....	271
4.5. Локальне регулювання активної потужності.....	278
Перелік використаної літератури.....	286
Основні скорочення до розділу 4.....	288
Розділ 5	
ОПТИМІЗАЦІЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	289
5.1. Стратегія визначення оптимальних місць встановлення та потужності розосередженої генерації в електричних мережах.....	289
5.2. Втрати електричної енергії та шляхи їх зменшення....	299

5.3. Оптимізація місць встановлення компенсуючих пристроїв в електричній мережі.....	308
Перелік використаної літератури.....	317
Основні скорочення до розділу 5.....	322

Розділ 6

РЕЖИМИ РОБОТИ ВУЗЛІВ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	323
6.1. Структурна схема Micro Grid.....	324
6.2. Особливості роботи компенсатора в розосереджених системах.....	346
6.3. Стійкість вузла розосередженої генерації.....	365
Перелік використаної літератури.....	390
Основні скорочення до розділу 6.....	396

Наукове видання

Національна академія наук України
Інститут електродинаміки

БАЗЮК Тарас Миколайович
БЛІНОВ Ігор Вікторович
БУТКЕВИЧ Олександр Федотович
ГОНЧАРЕНКО Ігор Станіславович
ДЕНИСЮК Сергій Петрович
ЖУЙКОВ Валерій Якович
КИРИЛЕНКО Олександр Васильович
ЛУК'ЯНЕНКО Лук'ян Миколайович
МИКОЛАСЦЬ Дмитро Анатолійович
ОСИПЕНКО Катерина Сергіївна
ПАВЛОВСЬКИЙ Всеволод Віталійович
РИБІНА Оксана Борисівна
СТЕЛЮК Антон Олегович
ТАНКЕВИЧ Сергій Євгенійович
ТРАЧ Ігор Васильович

ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ: ЕЛЕМЕНТИ ТА РЕЖИМИ

(українською мовою)

За загальною редакцією
академіка НАН України
О.В. Кириленка

Редактор Н.В. Новік
Комп'ютерна верстка Л.П. Ходаківської

Підп. до друку 29.04.2016. Формат 60x80/16. Офс. друк.
Папір офс. № 1. Гарн. Таймс. Ум. друк. арк. 22
Обл.-вид. арк 22,1. Тираж 300 прим.

Віддруковано у друкарні ТОВ «Наш формат»,
м. Київ, пр-т Миру, 7, оф. 45.